ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ВСЕРОССИЙСКИЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКИЙ ИНСТИТУТ



ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ
имени Ф.Б. ЯКУБОВСКОГО



ПОСОБИЕ К РТМ 36.18.32.6-92

«УКАЗАНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ УСТАНОВОК КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ»

М788-1071

Москва, 1993 г.

gost.e-ecolog.ru

ОТКРЫТОЕ АКЦИОНЕРНОЕ ОБЩЕСТВО
ОРДЕНА ТРУДОВОГО КРАСНОГО ЗНАМЕНИ ВСЕРОССИЙСКИЙ
НАУЧНО-ИССЛЕДОВАТЕЛЬСКИЙ ПРОЕКТНО-КОНСТРУКТОРСКИЙ ИНСТИТУТ

ТЯЖПРОМЭЛЕКТРОПРОЕКТ
имени Ф.Б. ЯКУБОВСКОГО

ПОСОБИЕ К РТМ 36.18.32.6-92

«УКАЗАНИЯ ПО ПРОЕКТИРОВАНИЮ УСТАНОВОК КОМПЕНСАЦИИ РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЭЛЕКТРИЧЕСКИХ СЕТЯХ ОБЩЕГО НАЗНАЧЕНИЯ ПРОМЫШЛЕННЫХ ПРЕДПРИЯТИЙ»

М788-1071

Главный инженер института А. Г. Смирнов
Начальник технического отдела А. А. Шалыгин
Зав лабораторией Б. Д. Жохов
Главный инженер проекта Л. Б. Годгельф

Москва1993 г.

С О Д Е Р Ж А Н И Е

Пояснительная записка 4
Примеры расчетов по выбору средств КРМ для промышленных предприятий:
Расчет 1. Двухсменное предприятие, $P_р$ = 60 МВт, в том числе $P_{р.н}$ = 42 МВт, $tg\varphi_э$ = 0,52 7
Расчет 1А. То же, $tg\varphi_э$ = 0,2 12
Расчет 1Б. Предприятие с непрерывным режимом работы, $P_р$ = 60 МВт, в том числе $P_{р.н}$ = 42 МВт, $tg\varphi_э$ = 0,2 19
Расчет 2. Трехсменное предприятие, $P_{р.н}$ = 12 МВт, $tg\varphi_э$ = 0,53 21
Расчет 2А. То же, $tg\varphi_э$ = 0,15 24
Расчет 2Б. Трехсменное предприятие в составе 3 корпусов, $P_{р.н}$ = 26 МВт, $tg\varphi_э$ = 0,15 26
Расчет 3. Трехсменное предприятие, $P_р$ = 10 МВт, в том числе $P_{р.н}$ = 0,8 МВт, $tg\varphi_э$ = 0,53 31
Расчет 4. Предприятие с непрерывным режимом работы, $P_р$ = 18 МВт ($P_{р.н}$ = 0), $tg\varphi_э$ = 0,2 34
Выбор мощности трансформаторов с учетом средств КРМ 37
Рекомендации по выбору единичной мощности трансформатора для цеховых трансформаторных подстанций 43
Рекомендации по выбору коэффициента загрузки цеховых трансформаторов 6-10/0,4 кВ 44
Определение потерь активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах 6-10/0,4 кВ 46

Технические данные некоторых типов комплектных конденсаторных установок 6–10 и 0,4 кВ 48
Определение эквивалентного сопротивления сети 6–10 кВ 52
Значения коэффициентов D_1 и D_2 для некоторых типов СД 54
Подключение БНК к шинопроводам 0,4 кВ 59
Тарифы на электрическую энергию, приведенные в прейскуранте 09-01 64
Соотношения между $tg\varphi$ и $cos\varphi$ 69

ПОЯСНИТЕЛЬНАЯ ЗАПИСКА

Техническим циркуляром института Тяжпромэлектропроект N 360-93 от 15 января 1993 г. (приложение к пояснительной записке) введены в действие РТМ36.18.32.6-92 "Указания по проектированию установок компенсации реактивной мощности в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий".

Настоящее пособие разработано в целях более быстрого внедрения РТМ в проектную практику. В пособии приведены примеры расчетов средств КРМ для характерных промышленных предприятий:

расчет 1 - предприятие со смешанной нагрузкой 0,4 и 6-10 кВ;

расчет 2 - предприятие с нагрузкой 0,4 кВ;

расчет 3 - предприятие с преобладающей нагрузкой 6-10 кВ.

Выполнены также расчетные варианты (с индексом А, Б), отличающиеся от основного расчета экономическим значением коэффициента реактивной мощности, режимами смен предприятия и др.

При расчетах средств КРМ были приняты условно следующие стоимостные показатели:

удельная стоимость БНК - 250 руб./квар;

удельная стоимость ББК (без стоимости выключателя 6 (10) кВ) - 100 руб./квар;

стоимость выключателя 6 (10) кВ - 250 000 руб.;

кратность повышения тарифа на электроэнергию K_w = 10.

При выполнении расчетов для конкретного потребителя должны быть получены от заводов - изготовителей электрооборудования фактические стоимостные показатели, действующие на это время.

При проектировании электроустановок следует стремиться к тому, чтобы расчеты электрических нагрузок и средств КРМ, выполняемые согласно РТМ36.18.32.4-92 и РТМ36.18.32.6-92 соответственно, производились одновременно. Это позволяет выполнить в один этап расчеты электрических нагрузок, выбор средств КРМ, определение количества и мощности устанавливаемых трансформаторных подстанций. В тех случаях, когда расчет средств КРМ не выполняется одновременно с расчетом электрических нагрузок, по результатам последнего осуществляется лишь

предварительный выбор количества и мощности трансформ подстанций, который должен быть откорректирован впоследствии, после выполнения расчетов средств КРМ.

При проектировании электроустановок на стадии проект, когда, как правило, не требуется формирование питающей сети 0,4 кВ, достаточно выполнить расчет электрических нагрузок 0,4 кВ в целом по корпусу, предприятию и осуществить по полученным расчетным нагрузкам выбор средств КРМ, мощности и количества цеховых трансформаторных подстанций в целом по корпусу, предприятию. На этой стадии расчет электрических нагрузок для каждой цеховой трансформаторной подстанции 6 (10)/0,4 кВ может не выполняться.

Распределение установок БНК по подстанциям 6-10/0,4 кВ рекомендуется выполнять при разработке рабочих проектов или рабочей документации. На этих стадиях проектирования определяется месторасположение цеховых подстанций, формируется питающая сеть 0,4 кВ,выполняется расчет нагрузок для каждой цеховой подстанции, установки БНК распределяются по подстанциям, сборкам, шинопроводам. Результирующие нагрузки по каждой подстанции с учетом средств КРМ рекомендуется указывать в формуляре Ф202-90.

В пособии приведены справочные данные, а также рекомендации, пользование которыми облегчит выполнение расчетов по выбору мощности средств КРМ.

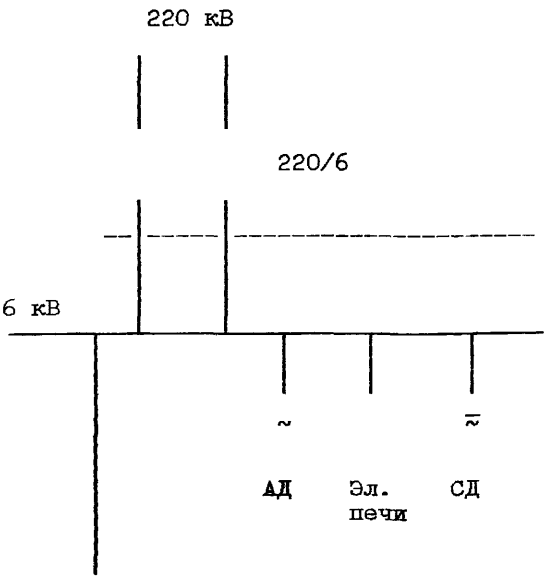
В настоящее время ведется разработка программы автоматизированного проектирования средств КРМ в электрических сетях общего назначения промышленных предприятий. Эта программа представляет собой логическое продолжение программы автоматизированного расчета электрических нагрузок, информация о которой содержится в сборнике института Тяжпромэлектропроект "Инструктивные и информационные материалы по проектированию электроустановок" N 10 за 1992 г. В перспективе (2 - 3 года) намечается дальнейшая разработка этого блока программ автоматизированного проектирования электроустановок, в том числе: расчеты средств КРМ для сетей со специфическими нагрузками, расчеты параметров качества электрической энергии и т. п. Необходимая информация о завершенных разработках будет опубликована в сборнике института Тяжпромэлектропроект.

Для промышленных предприятий расчеты средств КРМ могут выполняться как по предприятию в целом, так и по отдельным секциям системы электроснабжения, узлам нагрузки. При выполнении расчетов по использованию генерируемой СД РМ для целей КРМ рекомендуется пользоваться специальным расчетным формуляром (приложен к расчету 1А).

РАСЧЕТ 1

ВЫБОР СРЕДСТВ КРМ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ С ДВУХСМЕННЫМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ С РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ 60 МВТ, В ТОМ ЧИСЛЕ НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 кВ – 42 МВТ, $tg\varphi_э = 0,52$

Расчетные электрические нагрузки, определенные согласно РТМ36.18.32.4-92, и исходные данные представлены на схеме.



Граница балансового разграничения
$P_р$ = 60 МВт, $Q_р$ = 45 Мвар,
$cos\varphi_е/tg\varphi_е$ = 0,8/0,75

6/0,4
$S_т$ = 1,6 мВ·А
Масляное охлаждение
$\beta_т$ = 0,7

0,4 кВ

$P_{р.н}$ = 42 МВт
$cos\varphi_е/tg\varphi_е$ = 0,75/0,88
$Q_{р.н}$ = 37 Мвар

Данные СД, $cos\varphi$ = – 0,9:
1х4000 кВт, 3000 $мин^{-1}$
2х2000 кВт, 1000 $мин^{-1}$
1х1600 кВт, 750 $мин^{-1}$
1х1250 кВт, 3000 $мин^{-1}$
2х1000 кВт, 500 $мин^{-1}$
4х800 кВт, 750 $мин^{-1}$
2х630 кВт, 250 $мин^{-1}$
8х320 кВт, 300 $мин^{-1}$

Предприятие работает в 2 смены, $T_г$ = 4000 ч.

Электроснабжающая организация – Брянскэнерго.

a = 60 руб./кВт·год; b = 2,5 коп./кВт·ч; K_w = 10; d_1 = 0,08 коп./квар·ч; d_2 = 0,2 коп./квар·ч.

Приборы учета максимальной РМ не установлены.

Стоимость конденсаторных установок условно принята:

250 руб./квар – для БНК;

100 руб./квар – для БВК.

Первоначально определяются:

удельные стоимостные показатели потребления реактивной мощности и энергии, не превышающего экономическое значение,(пп. 2.6 и 2.7 РТМ)

$$C_{Qэ} = d_1 T_{мQэ} \cdot 10^{-2} \cdot 1{,}6K_1 = 0{,}08 \cdot 3200 \cdot 10^{-2} \cdot 1{,}6 \cdot 10 =$$

= 41 руб./квар, ψ = 0,5 (220 кВ), $K_м$ = 0,8 (2 смены);

$$\text{при } \psi < K_м \quad T_{мQэ} = \frac{T_г(K_м - 2\psi + 1)}{2(1 - \psi)} = \frac{4000(0{,}8 - 2 \cdot 0{,}5 + 1)}{2(1 - 0{,}5)} =$$

= 3200 ч;

удельные стоимостные показатели потерь активной мощности и энергии при генерации РМ в СД и конденсаторных установках (п. 2.9.1 РТМ)

$$C_{рг} = (a + bT_г 10^{-2})K_w = (60 + 2{,}5 \cdot 4000 \cdot 10^{-2}) \cdot 10 =$$

= 1600 руб./кВт·год;

удельные затраты на КРМ установками БНК (пп. 2.11 и 2.12 РТМ)

$$З_{н.к} = 0{,}22C_{н.к} + З_{р.н.к} = 0{,}22 \cdot 250 + 6{,}4 = 61{,}4 \text{ руб./квар};$$

$$З_{р.н.к} = C_{рг}P_{\delta н} = 1600 \cdot 0{,}004 = 6{,}4 \text{ руб./квар};$$

удельные затраты на КРМ установками БВК

$$З_{в.к} = 0{,}22C_{в.к} + З_{р.в.к} + 0{,}22C_в = 0{,}22 \cdot 100 + 3{,}2 + 25 =$$

= 50,2 руб./квар;

$З_{р.в.к} = C_{рг}P_{\delta в} = 1600 \cdot 0{,}002 = 3{,}2$ руб./квар;

$0{,}22C_в/Q_{в.к} = 0{,}22 \cdot 250000/2250 = 25$ руб./квар (принята установка одного выключателя стоимостью 250 000 руб. для БВК мощностью 2250 квар);

нормативное значение коэффициента РМ (п. 3.3 РТМ)

$$tg\varphi_{э.н} = \frac{240}{(ad_{макс} + 50b)K_w} tg\varphi_б K_1 = \frac{240}{(60 \cdot 1 + 50 \cdot 2{,}5)} 0{,}4 \cdot 10 = 0{,}52;$$

экономическое значение РМ (пп. 2.1 и 2.3 РТМ)

$$Q_э = \bar{P}_р tg\varphi_э = 60 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}52 = 28{,}1 \text{ Мвар}.$$

На первом этапе выбор средств КРМ производится при потреблении РМ из энергосистемы в пределах экономического значения. Расчетом определяются:

минимальное число цеховых трансформаторных подстанций 6/0,4 кВ (п.3.5.1 РТМ)

$$N_{т.мин} = P_{р.н}/(\beta_т S_т) = 42/(0{,}7 \cdot 1{,}6) = 37{,}5.$$

Принимаем $N_{т.мин} = 38$.

Единичная мощность цехового трансформатора $S_т = 1600$ кВ·А и коэффициент $\beta_т = 0{,}7$ приняты с учетом рекомендаций настоящего пособия;

наибольшее значение реактивной мощности $Q_т$, которое может быть передано в сеть 0,4 кВ через принятое количество трансформаторов при заданном коэффициенте загрузки $\beta_т$ (п. 3.5.2 РТМ)

$$Q_т = \sqrt{(1{,}1 S_т N_{т.мин} \beta_т)^2 - P_{р.н}^2} = \sqrt{(1{,}1 \cdot 1{,}6 \cdot 38 \cdot 0{,}7)^2 - 42^2} = 20{,}7 \text{ Мвар};$$

мощность БНК по критерию выбора минимального числа цеховых трансформаторов

$$Q_{н.к1} = Q_{р.н} - Q_т = 37 - 20{,}7 = 16{,}3 \text{ Мвар}.$$

Далее рассматривается экономическая целесообразность использования РМ, генерируемой СД.

Параметры установленных СД представлены в таблице.

$P_{д.н}$, кВт	Частота вращения, $мин^{-1}$	$Q_{д.н}$, квар
1х4000	3000	1х1920
2х2000	1000	2х960
1х1600	750	1х770
1х1250	3000	1х600
2х1000	500	2х480
4х800	750	4х380
2х630	250	2х300
8х320	300	8х150

Номинальная РМ СД 1х4000 + 1х1250 была учтена при расчете электрических нагрузок (п.3.6.2 РТМ). Для этих СД целесообразно использование их располагаемой мощности

$$Q_{д1} \approx 0,2 \sum Q_{д.н} = 0,2(1х1920 + 1х600) = 500 \text{ квар.}$$

Целесообразность использования РМ остальных СД определена по табл. 1 согласно значению R (п. 3.6.3 РТМ)

$$R = C_{Qэ}/C_{рг} = 41/1600 = 0,026.$$

Экономически целесообразно использование располагаемой реактивной мощности СД 2х2000, 1х1600, 4х800, номинальной реактивной мощности СД 2х1000. Использование РМ СД 2х630 целесообразно при $\alpha = 0,4$. Использование РМ СД 8х320 экономически нецелесообразно

$$Q_{д2} = \sum \alpha Q_{д.н} = 1,2 \cdot 2 \cdot 960 + 1,2 \cdot 770 + 1,2 \cdot 4 \cdot 380 + 1 \cdot 2 \cdot 480 +$$

$$+ 0,4 \cdot 2 \cdot 300 = 6250 \text{ квар.}$$

РМ СД, которую экономически целесообразно использовать для КРМ при одновременном потреблении РМ из энергосистемы, не превышающем экономическое значение,

$$Q'_{с.д} = Q_{д1} + Q_{д2} = 0,5 + 6,2 = 6,7 \text{ Мвар}.$$

Баланс РМ на границе балансового разграничения с энергосистемой (п. 3.7.1 РТМ)

$$\overline{Q}_{р} - Q_{н.к1} - Q'_{с.д} - Q_{э} = 45 \cdot 0,9 - 16,3 - 6,7 - 28,1 =$$

$$= - 10,6 \text{ Мвар}.$$

Значение $Q_{э}$ может быть уменьшено на 10,6 Мвар.

Итоги расчета

Для осуществления экономически целесообразной (как для потребителя, так и для электроснабжающей организации) КРМ следует:

1. Установить БНК мощностью 16,3 Мвар.
2. Использовать генерируемую СД реактивную мощность:

   располагаемую - СД 1х4000, 2х2000, 1х1600, 1х1250, 4х800 кВт;

   номинальную - СД 2х1000 кВт;

   частично, $\alpha = 0,4$ - СД 2х630 кВт.
3. Сократить потребление РМ из энергосистемы, не превышающее экономическое значение, с 28,1 Мвар до 17,5 Мвар.

Расчет 1А

ВЫБОР СРЕДСТВ КРМ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ С ДВУХСМЕННЫМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ С РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ 60 МВт, В ТОМ ЧИСЛЕ НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 кВ – 42 МВт, $tg\varphi_э = 0,2$

При принятом в расчете 1 значении $tg\varphi_{э.н} = 0,52$ значительное значение $Q_э$ не позволяет рассмотреть все возможные решения по КРМ, которые могут приниматься согласно РТМ36.18.32.6–92.

Расчет 1А по значениям электрических нагрузок и исходным данным аналогичен расчету 1, но экономическое значение коэффициента реактивной мощности принято $tg\varphi_э = 0,2$.

$$Q_э = \overline{P}_р tg\varphi_э = 60 \cdot 0,9 \cdot 0,2 = 10,8 \text{ Мвар.}$$

Баланс РМ на границе балансового разграничения с энергосистемой

$$\Delta Q' = Q'_р - Q_{н.к1} - Q'_{с.д} - Q_э = 45 \cdot 0,9 - 16,3 - 6,7 - 10,8 =$$

$= 6,7$ Мвар.

Эта недостающая РМ может быть получена из следующих источников РМ (п. 3.7.3 РТМ):

более полное использование РМ СД;

дополнительная установка БНК;

потребление из энергосистемы РМ, превышающее экономическое значение.

Установка БВК не рассматривается, т. к. предприятие работает в 2 смены.

Определяется удельная стоимость потребления реактивной мощности и энергии, превышающего экономическое значение $Q_{п.э} = \Delta Q'$ (п. 2.8 РТМ)

$$C_{Qп} = d_2 T_{мQп} \cdot 10^{-2} \frac{2K_1 \cdot K_w}{1 + K_1} = 0,2 \cdot 1650 \cdot 10^{-2} \frac{2 \cdot 10 \cdot 10}{1 + 10} =$$

$= 60$ руб./квар, $\psi = 1 - Q_{п.э}/\overline{Q}_р = 1 - 6,7/(45 \cdot 0,9) = 0,835,$

$K_м = 0,8$;

при $\psi > K_м$ $\quad T_{мQп} = \dfrac{T_г(1 - \psi)}{2(1 - K_м)} = \dfrac{4000(1 - 0,835)}{2(1 - 0,8)} = 1650$ ч.

Целесообразность более полного использования РМ СД определяется по табл. 1 согласно наименьшему значению R (п. 3.7.4.1. РТМ)

$R = C_{Qп}/C_{рг} = 60/1600 = 0,037$;

$R = З_{н.к}/C_{рг} = 61,4/1600 = 0,038$.

Экономически целесообразно использование располагаемой мощности СД 2х2000, 1х1600, 2х1000, 4х800, номинальной реактивной мощности СД 2х630. Использование РМ СД 8х320 целесообразно с коэффициентом $\alpha = 0,2$

$$Q_{дЗ} = \sum \alpha Q_{д.н} = 1,2 \cdot 2 \cdot 960 + 1,2 \cdot 770 + 1,2 \cdot 2 \cdot 480 + 1,2 \cdot 4 \cdot 380 +$$

$$+ 1 \cdot 2 \cdot 300 + 0,2 \cdot 8 \cdot 150 = 7040 \text{ квар.}$$

РМ СД, которую экономически целесообразно использовать для КРМ при одновременном потреблении РМ из энергосистемы, превышающем экономическое значение (п. 3.7.5 РТМ)

$$Q''_{с.д} = Q_{д1} + Q_{дЗ} = 0,5 + 7,04 = 7,5 \text{ Мвар.}$$

Баланс РМ на границе балансового разграничения с энергосистемой (п. 3.7.6 РТМ)

$$\Delta Q'' = \bar{Q}_р - Q_{н.к1} - Q''_{с.д} - Q_э = 45 \cdot 0,9 - 16,3 - 7,5 - 10,8 =$$

$$= 5,9 \text{ Мвар.}$$

Рассматривается целесообразность дополнительной установки БНК (пп. 2.10, 2.12, 3.7.6 РТМ)

$$Q_{т.э} = \frac{З_{н.к} - C_{Qп}}{2A} = \frac{61,4 - 53}{2 \cdot 0,18 \cdot 10^{-3}} = 22500 \text{ квар.}$$

Следует откорректировать ранее полученное значение $C_{Qп}$ = 60 руб./квар в связи с изменением $Q_{п.э}$ (с 6,7 до 5,9 Мвар)

$$C_{Qп} = d_2 T_{мQп} 10^{-2} \frac{2K_1K_w}{1 + K_1} = 0,2 \cdot 1450 \cdot 10^{-2} \frac{2 \cdot 10 \cdot 10}{1 + 10} =$$

= 53 руб./квар;

$$\psi = 1 - Q_{п.э}/\bar{Q}_р = 1 - 5,9/(45 \cdot 0,9) = 0,855; \quad K_м = 0,8;$$

$$T_{мQп} = \frac{4000\ (1 - 0,855)}{2(1 - 0,8)} = 1450 \text{ ч.}$$

Потери активной мощности и энергии при передаче РМ в сети внутризаводской системы электроснабжения (п.2.9 РТМ)

$$C_{рп} = (a + b\tau_Q \cdot 10^{-2})K_w = (60 + 2,5 \cdot 970 \cdot 10^{-2})10 =$$

= 840 руб./квт·год;

при $\psi = 0,855 > K_м = 0,8$ $\quad \tau_Q = \frac{T_г(1 - \psi)}{3(1 - K_м)} = \frac{4000(1 - 0,855)}{3(1 - 0,8)} =$

= 970 ч;

$$A = \frac{C_{рп}R_э}{u^2 \cdot 10^3} = \frac{1250 \cdot 0,0078}{6^2 \cdot 10^3} = 0,18 \cdot 10^{-3};$$

$$R_э = (R_г + r_o l_{ср})/N_т = (0,231 + 0,326 \cdot 0,2)/38 = 0,0078.$$

Указания по определению $R_э$ приведены в данном пособии.

Так как $Q_{т.э}$ = 22,5 Мвар > $Q_т$ = 20,7 Мвар, согласно п. 3.7.6 РТМ установка дополнительной БНК нецелесообразна

$Q_{н.к} = Q_{н.к1}$ = 16,3 Мвар.

Следовательно, недостающая мощность $\Delta Q''$ = 5,9 Мвар должна быть получена из энергосистемы.

Итоги расчета

Экономически целесообразная КРМ включает в себя:

1. Установку БНК мощностью 16,3 Мвар.
2. Использование генерируемой СД реактивной мощности:

располагаемой - СД 1х4000, 2х2000, 1х1600, 1х1250, 2х1000, 4х800;

номинальной - СД 2х630;

частично, α = 0,2 - СД 8х320.

3. Потребление РМ из энергосистемы, не превышающее экономическое значение 10,8 Мвар.

4. Потребление РМ из энергосистемы, превышающее экономическое значение,5,9 Мвар.

Расчетный формуляр для определения значения РМ, генерируемой СД

Расчетные показатели	Наименование механизма и номер привода								Итого
	нагнетатель 1НГ	насос 1Н, 2Н	смеситель 1С	нагнетатель 2НГ	компрессор 1К, 2К	компрессор 3К÷6К	компрессор 7К, 8К	насос 3Н÷10Н	
Исходные данные:									
1. Количество механизмов	1	2	1	1	2	4	2	8	
2. $P_{д.н}$, кВт	1х4000	2х2000	1х1600	1х1250	2х1000	4х800	2х630	8х320	
3. Скорость вращения, $мин^{-1}$	3000	1000	750	3000	500	750	250	300	
4. Напряжение, кВ	6	6	6	6	6	6	6	6	
5. $\cos\varphi_н$	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	-0,9	
$\cdot tg\varphi_н$	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	0,48	
6. $Q_{д.н}$, квар	1х1920	2х960	1х770	1х600	2х480	4х380	2х300	8х150	

Продолжение

Расчетные показатели	Наименование механизма и номер привода								Итого
	нагнетатель 1НГ	насос 1Н, 2Н	смеситель 1С	нагнетатель 2НГ	компрессор 1К, 2К	компрессор 3К÷6К	компрессор 7К, 8К	насос 3Н÷10Н	
7. Коэффициенты потерь, кВт									
D_1	–	8,06	7,22	–	6,61	4,9	6,68	4,64	
D_2	–	7,53	7,33	–	5,88	4,57	5,45	4,6	
$Q_{д1}$, квар	1х380	–	–	1х120	–	–	–	–	500
Генерируемая СД РМ при потреблении, не превышающем $Q_э$									
α		1,2	1,2		1,0	1,2	0,4	0	
$Q_{д2}$		2х1150	1х920		2х480	4х455	2х120		6240
$Q'_{с.д}=Q_{д1}+Q_{д2}$									

Продолжение

Расчетные показатели	Наименование механизма и номер привода								Итого
	нагнетатель 1НГ	насос 1Н, 2Н	смеситель 1С	нагнетатель 2НГ	компрессор 1К, 2К	компрессор 3К÷6К	компрессор 7К, 8К	насос 3Н÷10Н	
Генерируемая СД РМ при потреблении, превышающем $Q_э$									
α	–	1,2	1,2	–	1,2	1,2	1,0	0,2	
$Q_{дЗ}$		2х1150	1х920		2х575	4х455	2х300	8х30	7040
$Q''_{с.д}=Q_{д1}+Q_{дЗ}$									7540

Расчет 1Б

ВЫБОР СРЕДСТВ КРМ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ С НЕПРЕРЫВНЫМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ С РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ 60 МВт, В ТОМ ЧИСЛЕ НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 кВ – 42 МВт, $tg\varphi_э$ = 0,2

Расчетные электрические нагрузки и исходные данные аналогичны приведенным в расчете 1А, но на рассматриваемом предприятии вместо двухсменного принят непрерывный режим работы

$$C_{Qэ} = d_1 T_{мQэ} \cdot 10^{-2} \cdot 1{,}6K_1 = 0{,}08 \cdot 6800 \cdot 10^{-2} \cdot 1{,}6 \cdot 10 =$$

= 87 руб./квар,

ψ = 0,5 (220 кВ), $K_м$ = 0,8 (непрерывное производство);

$$\text{при } \psi < K_м \quad T_{мQэ} = \frac{T_г(K_м - 2\psi + 1)}{2(1 - \psi)} = \frac{8500(0{,}8 - 2 \cdot 0{,}5 + 1)}{2(1 - 0{,}5)} =$$

= 6800 ч;

$$C_{рг} = (a + bT_г \cdot 10^{-2})K_w = (60 + 2{,}5 \cdot 8500 \cdot 10^{-2}) \cdot 10 =$$

= 2725 руб./квар·год;

$З_{н.к}$ = 61,4 руб./квар; $З_{в.к}$ = 50 руб./квар;

$tg\varphi_э$ = 0,2; $Q_э = \bar{P}_р\, tg\varphi_э = 60 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}2 = 10{,}8$ Мвар;

$N_{т.мин}$ = 38; $Q_т$ = 20,7 Мвар; $Q_{н.к1}$ = 16,3 Мвар;

$Q_{д1}$ = 0,5 Мвар;

$R = C_{Qэ}/C_{рг} = 87/2725 = 0{,}032$;

$Q_{д2} = \sum \alpha Q_{д.н} = 1{,}2 \cdot 2 \cdot 960 + 1{,}2 \cdot 770 + 1{,}2 \cdot 2 \cdot 480 + 1{,}2 \cdot 4 \cdot 380 +$

$+ 0{,}6 \cdot 2 \cdot 300 = 6560$ квар;

$Q'_{с.д} = Q_{д1} + Q_{д2} = 0{,}5 + 6{,}56 = 7$ Мвар;

Баланс $\Delta Q' = \bar{Q}_р - Q_{н.к1} - Q'_{с.д} - Q_э = 45 \cdot 0,9 - 16,3 - 7 - 10,8 = 6,4$ Мвар.

Эта недостающая мощность может быть получена из следующих источников РМ:

более полное использование РМ СД;

установка БВК;

потребление из энергосистемы РМ, превышающее экономическое значение.

$$C_{Qп} = d_2 T_{мQп} \cdot 10^{-2} \frac{2K_1K_w}{1 + K_1} = 0,2 \cdot 3360 \cdot 10^{-2} \frac{2 \cdot 10 \cdot 10}{1 + 10} =$$

$= 122$ руб./квар,

$\psi = 1 - Q_{п.э}/\bar{Q}_р = 1 - 6,4/(45 \cdot 0,9) = 0,842$, $K_м = 0,8$;

при $\psi > K_м$ $T_{мQп} = \frac{T_г(1 - \psi)}{2(1 - K_м)} = \frac{8500(1 - 0,842)}{2(1 - 0,8)} = 3360$ ч.

Целесообразность более полного использования РМ СД определяется меньшим по значению из соотношений $R = C_{Qп}/C_{рг}$ и $R = З_{в.к}/C_{рг}$:

$R = C_{Qп}/C_{рг} = 122/2725 = 0,045$;

$R = З_{в.к}/C_{рг} = 50/2725 = 0,018$.

Следовательно, нецелесообразно дополнительное использование РМ СД по сравнению с установкой БВК.

Целесообразность установки БВК по сравнению с потреблением РМ из энергосистемы, превышающим экономическое значение, определяется соотношением $З_{в.к}$ и $C_{Qп}$.

Очевидно, что $З_{в.к} < C_{Qп}$. Поэтому $Q_{в.к} = 6,4$ Мвар.

Итоги расчета:

1. Для КРМ целесообразно использование РМ СД, равной $Q'_{с.д} = 7$ Мвар.

2. Целесообразна установка БНК мощностью 16,3 Мвар.

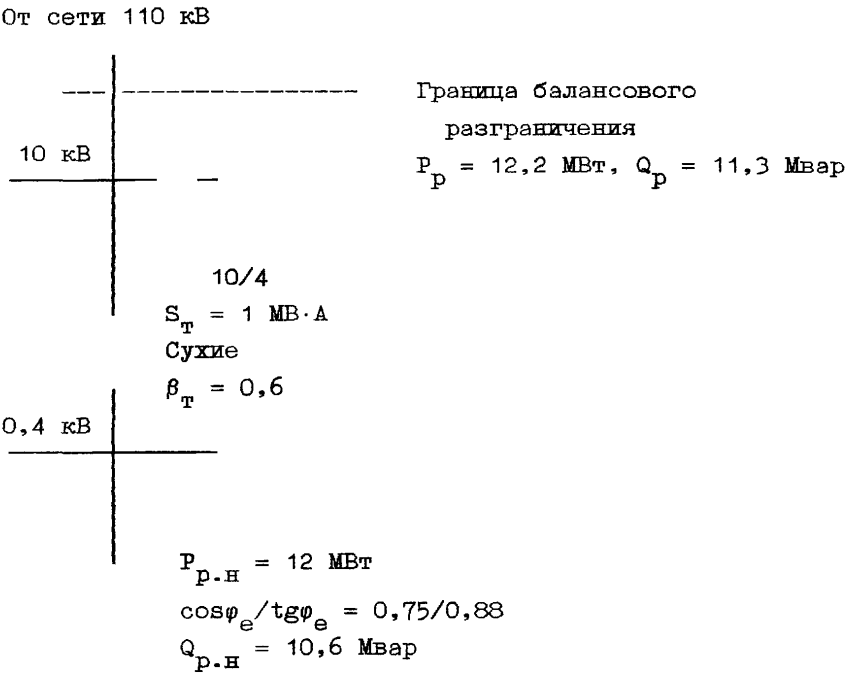
3. Целесообразна установка БВК мощностью 6,4 Мвар.

4. Из энергосистемы потребляется РМ, не превышающая экономическое значение и равная 10,8 Мвар.

Расчет 2

ВЫБОР СРЕДСТВ КРМ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ С ТРЕХСМЕННЫМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ С РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ 12 МВт НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 кВ, $tg\varphi_э = 0,53$

Расчетные электрические нагрузки, определенные согласно РТМ36.18.32.4-92, и исходные данные представлены на схеме.



Предприятие работает в 3 смены,
a = 60 руб./кВт·год, b = 1,5 коп./кВт·ч, K_w = 10,
d_1 = 0,08 коп./квар·ч, d_2 = 0,2 коп./квар·ч.
Учет максимальной РМ отсутствует.
Стоимость БНК условно принята равной 250 руб./квар.

Удельные стоимостные показатели:

$C_{Qэ} = d_1 T_{мQэ} \cdot 10^{-2} \cdot 1,6 K_1 = 0,08 \cdot 3750 \cdot 10^{-2} \cdot 1,6 \cdot 10 =$

= 48 руб./квар (п. 2.6 РТМ),

$\psi = 0{,}6$ (110 кВ), $K_м = 0{,}7$ (3 смены);

$$\text{при } \psi < K_м \quad T_{мQэ} = \frac{T_г(K_м - 2\psi + 1)}{2(1 - \psi)} = \frac{6000(0{,}7 - 2\cdot 0{,}6 + 1)}{2(1 - 0{,}6)} =$$

= 3750 ч (п. 2.7 РТМ);

$$C_{рг} = (a + bT_г \cdot 10^{-2})K_w = (60 + 1{,}5 \cdot 6000 \cdot 10^{-2}) \cdot 10 =$$

= 1500 руб./кВт·год (п. 2.9.1 РТМ);

$$З_{н.к} = 0{,}22\, C_{н.к} + З_{р.н.к} = 0{,}22 \cdot 250 + 6 = 61 \text{ руб./квар}$$

(п. 2.12 РТМ);

$$З_{р.н.к} = C_{рг} P_{\delta н} Q_{н.к} = 1500 \cdot 0{,}004 = 6 \text{ руб./квар.}$$

Нормативное значение $tg\varphi_э$ (п. 3.3 РТМ)

$$tg\varphi_{э.н} = \frac{240}{(ad_{макс} + 50b)K_w} tg\varphi_б K_1 = \frac{240}{(60 \cdot 1 + 50 \cdot 1{,}5) \cdot 10} 0{,}3 \cdot 10 =$$

= 0,53.

Расчетная нагрузка на границе балансового разграничения с энергосистемой

$$P_р = P_{р.н} + \Delta P_т; \qquad Q_р = Q_{р.н} + \Delta Q_т,$$

где $\Delta P_т$, $\Delta Q_т$ – потери активной и реактивной мощности в трансформаторах 10/0,4 кВ определяются согласно настоящему пособию. Ориентировочные значения $\Delta P_т$ и $\Delta Q_т$ допускается определять по выражениям:

$$\Delta P_т \approx 0{,}012 P_{р.н}; \qquad \Delta Q_т \approx 0{,}06\, P_{р.н}.$$

$P_р \approx 12{,}2$ МВт, $Q_р \approx 11{,}3$ Мвар.

Экономическое значение РМ (пп. 2.2 и 2.3 РТМ)

$$Q_э = P_р tg\varphi_{э.н} = 12,2 \cdot 0,53 = 6,5 \text{ Мвар.}$$

Коэффициент 0,9 (математическое ожидание) не вводится, так как расчетные нагрузки 0,4 кВ согласно методике расчета $P_{р.н}$ и $Q_{р.н}$ по РТМ36.18.32.4-92 фактически представляют собой наиболее вероятные значения нагрузок, т. е. их математическое ожидание.

$$N_{т.мин} = \frac{P_{р.н}}{\beta_т S_т} = \frac{12}{0,6 \cdot 1} = 20 \quad \text{(п. 3.5.1 РТМ).}$$

Принимаем $N_{т.мин} = 20$.

Единичная мощность цехового трансформатора, равная 1000 кВ·А, принята с учетом рекомендаций настоящего пособия

$$Q_т = \sqrt{(1,05 S_т N_{т.мин} \beta_т)^2 - P_{р.н}^2} = \sqrt{(1,05 \cdot 1 \cdot 20 \cdot 0,6)^2 - 12^2} =$$

$= 3,8$ Мвар (п. 3.5.2 РТМ);

$$Q_{н.к1} = Q_{р.н} - Q_т = 10,6 - 3,8 = 6,8 \text{ Мвар.}$$

Баланс РМ

$$Q_р - Q_{н.к1} - Q_э = 11,3 - 6,8 - 6,5 = -2 \text{ Мвар.}$$

Итоги расчета

Экономически целесообразны установка БНК мощностью 6,8 Мвар и потребление РМ из энергосистемы, не превышающее экономическое значение, равное 4,5 Мвар.

Расчет 2А

ВЫБОР СРЕДСТВ КРМ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ С ТРЕХСМЕННЫМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ С РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ 12 МВт НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 кВ, $tg\varphi_э = 0,15$

Высокое значение $tg\varphi_{э.н}$ в примере 2 не дает возможности рассмотреть все предлагаемые РТМ36.18.32.6-92 решения. Поэтому в расчете 2А принято условно значение $tg\varphi_э = 0,15$, а расчетные электрические нагрузки и исходные данные не меняются.

$Q_э = P_р tg\varphi_э = 12,2 \cdot 0,15 = 1,8$ Мвар.

Баланс РМ на границе балансового разграничения

$\Delta Q = Q_р - Q_{н.к1} - Q_э = 11,3 - 6,8 - 1,8 = 2,7$ Мвар.

Эта недостающая РМ может быть получена из следующих источников (п. 3.7.3 РТМ):

потребление РМ из энергосистемы, превышающее экономическое значение, равное $Q_{п.э} = \Delta Q$;

дополнительная установка БНК.

$$C_{Qп} = d_2 T_{мQп} \cdot 10^{-2} \frac{2K_1 K_W}{1 + K_1} = 0,2 \cdot 2400 \cdot 10^{-2} \frac{2 \cdot 10 \cdot 10}{1 + 10} =$$

$= 87,2$ руб./квар,

$$\psi = 1 - Q_{п.э}/Q_р = 1 - 2,7/11,3 = 0,76, \quad K_м = 0,7;$$

при $\psi > K_м$ $\quad T_{мQп} = \dfrac{T_г(1 - \psi)}{2(1 - K_м)} = \dfrac{6000(1 - 0,76)}{2(1 - 0,7)} = 2400$ ч;

$$C_{рп} = (a + b\tau_Q \cdot 10^{-2})K_w = (60 + 1,5 \cdot 1600 \cdot 10^{-2}) \cdot 10 =$$

$= 840$ руб./кВт·год (п. 2.9 РТМ);

при $\psi > K_м$ $\quad \tau_Q = \dfrac{T_г(1 - \psi)}{3(1 - K_м)} = \dfrac{6000(1 - 0,76)}{3(1 - 0,7)} = 1600$ ч.

Рассматривается целесообразность дополнительной установки БНК (п. 3.7.6 РТМ)

$Q_{т.э} = (З_{нк} - С_{Qп})/(2А) = (61 - 87,2)/(2А) < 0.$

Установка дополнительной БНК целесообразна.

$Q_{н.к2} = Q_{т}$, но не более ΔQ (см. п. 3.7.6 РТМ).

$Q_{т}$ = 3,8 Мвар (см. расчет 2), ΔQ = 2,7 Мвар

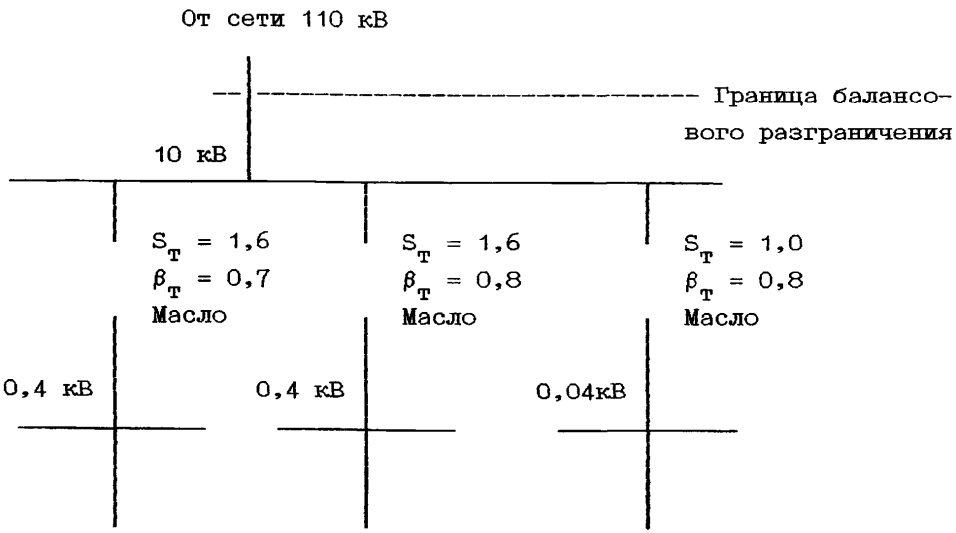
$Q_{н.к2}$ = 2,7 Мвар.

Итоги расчета

Экономически целесообразно увеличить мощность БНК на значение $Q_{н.к2}$ = 2,7 Мвар, т. е. общая мощность БНК будет составлять 9,5 Мвар. Для получения баланса РМ достаточно потребление РМ из энергосистемы, не превышающее экономическое значение и равное 1,8 Мвар.

Расчет 2Б

ВЫБОР СРЕДСТВ КРМ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ С ТРЕХСМЕННЫМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ С РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ 26 МВт НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 кВ, РАЗМЕЩЕННОЙ В ТРЕХ КОРПУСАХ, $tg\varphi_э = 0,15$



Корпус 1	Корпус 2	Корпус 3
$P_{р.н}$ = 12 МВт	$P_{р.н}$ = 10 МВт	$P_{р.н}$ = 4 МВт
$\cos\varphi_e/tg\varphi_e$ = = 0,75/0,88	$\cos\varphi_e/tg\varphi_e$ = = 0,7/1,02	$\cos\varphi_e/tg\varphi_e$ = = 0,65/1,16
$Q_{р.н}$ = 10 Мвар	$Q_{р.н}$ = 10,2 Мвар	$Q_{р.н}$ = 4,64 Мвар

Предприятие работает в 3 смены,

a = 60 руб./кВт·год; b = 1,5 коп./кВт·ч;

K_w = 10.

Учет максимальной РМ на границе балансового разграничения имеется.

Стоимость БНК 250 руб./квар.

Удельные стоимостные показатели:

$$C_{Qэ} = (c_1 + d_1 T_{мQэ} \cdot 10^{-2}) \cdot 1{,}6K_1 = (1{,}2 + 0{,}03 \cdot 3750 \cdot 10^{-2}) \cdot 1{,}6 \times$$

$$\times 10 = 37{,}2 \text{ руб./квар}; \quad \psi = 0{,}6 \quad (110 \text{ кВ}); \quad K_м = 0{,}7 \quad (3 \text{ смены});$$

$$\text{при } \psi < K_м \quad T_{мQэ} = \frac{T_г(K_м - 2\psi + 1)}{2(1 - \psi)} = \frac{6000(0{,}7 - 2 \cdot 0{,}6 + 1)}{2(1 - 0{,}6)} =$$

$$= 3750 \text{ ч};$$

$$C_{рг} = (a + bT_г \cdot 10^{-2})K_w = (60 + 1{,}5 \cdot 6000 \cdot 10^{-2}) \cdot 10 =$$

$$= 1500 \text{ руб./кВт} \cdot \text{год};$$

$$З_{н.к} = 0{,}22C_{н.к} + З_{р.н.к} = 0{,}22 \cdot 250 + 6 = 61 \text{ руб./квар};$$

$$З_{р.н.к} = C_{рг}P_{\delta н} = 1500 \cdot 0{,}004 = 6 \text{ руб./квар}.$$

Расчетная нагрузка на границе балансового разграничения с энергосистемой

$$P_р \approx \sum(P_{р.н} + \Delta P_т) = 1{,}012\sum P_{р.н} \approx 26{,}3 \text{ МВт};$$

$$Q_р \approx 1{,}06\sum P_{р.н} \approx 27{,}6 \text{ Мвар}.$$

Учитывая, что нагрузка рассредоточена по трем корпусам, результирующую нагрузку на границе балансового разграничения следует принимать как математическое ожидание

$$\bar{P}_р = P_р \cdot 0{,}9 = 26{,}3 \cdot 0{,}9 = 23{,}7 \text{ Мвар};$$

$$\bar{Q}_р = Q_р \cdot 0{,}9 = 27{,}6 \cdot 0{,}9 = 24{,}8 \text{ Мвар}.$$

Корпус 1

$$N_{т.мин} = P_{р.н}/(\beta_т S_т) = 12/(0,7 \cdot 1,6) = 10,7.$$

Принимаем $N_{т.мин} = 11$;

$$Q_т = \sqrt{(1,1 S_т N_{т.мин} \beta_т)^2 - P^2_{р.н}} = \sqrt{(1,1 \cdot 1,6 \cdot 11 \cdot 0,7)^2 - 12^2} =$$

$= 6,3$ Мвар;

$$Q_{н.к1} = Q_{р.н} - Q_т = 10 - 6,3 = 3,7 \text{ Мвар}.$$

Корпус2

$$N_{т.мин} = 10/(0,8 \cdot 1,6) = 7,8. \quad \text{Принимаем } N_{т.мин} = 8;$$

$$Q_т = \sqrt{(1,1 \cdot 1,6 \cdot 8 \cdot 0,8)^2 - 10^2} = 5,2 \text{ Мвар};$$

$$Q_{н.к1} = 10,2 - 5,2 = 5 \text{ Мвар}.$$

Корпус3

$$N_{т.мин} = 4/(0,8 \cdot 1) = 5.$$

$$Q_т = \sqrt{(1,1 \cdot 1 \cdot 5 \cdot 0,8)^2 - 4^2} = 1,83 \text{ Мвар};$$

$$Q_{н.к1} = 4,64 - 1,83 = 2,8 \text{ Мвар}.$$

Потери мощности в выбранных трансформаторах:

$\Delta P_т = 11 \cdot 12,1 + 8 \cdot 14,8 + 5 \cdot 10,3 = 300$ кВт;

$\Delta Q_т = 11 \cdot 66 + 8 \cdot 80 + 5 \cdot 49 = 1610$ квар.

Результаты подтверждают ранее приведенные эмпирические выражения:

$$\Delta P_т \approx 0,012 P_{р.н};$$
$$\Delta Q_т \approx 0,06 P_{р.н}.$$

Эти выражения позволяют оценить с достаточной точностью потери в трансформаторах до выбора числа и мощности цеховых трансформаторов

$$Q_э = \bar{P}_р tg\varphi = 23{,}7 \cdot 0{,}15 = 3{,}6 \text{ Мвар.}$$

Суммарная мощность БНК трех цехов $Q_{н.к1} = 11{,}5$ Мвар.

Баланс РМ на границе балансового разграничения

$$\Delta Q = \bar{Q}_р - Q_{н.к1} - Q_э = 24{,}8 - 11{,}5 - 3{,}6 = 9{,}7 \text{ Мвар.}$$

Эта недостающая РМ может быть получена либо из энергосистемы (превышающая экономическое значение), либо дополнительной установкой БНК

$$C_{Qп} = (c_2 + d_2 T_{мQп} \cdot 10^{-2}) \frac{2K_1 K_w}{1 + K_1} = (3{,}6 + 0{,}09 \cdot 3096 \cdot 10^{-2}) \times$$

$$\times \frac{2 \cdot 10 \cdot 10}{1 + 10} = 116 \text{ руб./квар}, \quad \psi = 1 - \Delta Q/\bar{Q}_р = 1 - 7{,}7/24{,}8 = 0{,}69,$$

$K_м = 0{,}7$;

$$\text{при } \psi < K_м \quad T_{мQп} = \frac{T_г(K_м - 2\psi + 1)}{2(1 - \psi)} = \frac{6000(0{,}7 - 2 \cdot 0{,}69 + 1)}{2(1 - 0{,}69)} =$$

$= 3096$ ч;

$$C_{рп} = (a + b\tau_Q \cdot 10^{-2}) K_w = (60 + 1{,}5 \cdot 2064 \cdot 10^{-2}) \cdot 10 =$$

$= 910$ руб./кВт·год;

$$\text{при } \psi < K_м \quad \tau_Q = T_г \left[\frac{K_м - \psi}{1 - \psi} + \frac{1}{3} \frac{(1 - K_м)^2}{(1 - \psi)^2}\right] =$$

$$= 6000 \left[\frac{0{,}7 - 0{,}69}{1 - 0{,}69} + \frac{1}{3} \frac{(1 - 0{,}7)^2}{(1 - 0{,}69)^2}\right] = 2064 \text{ ч.}$$

Определяется целесообразность дополнительной установки БНК:

$$Q_{т.э} = \frac{З_{н.к} - С_{Qп}}{2А} = \frac{61 - 116}{2А} < 0.$$

Целесообразна установка дополнительных БНК $Q_{н.к2} = Q_т$, но не более ΔQ.

Корпус 1 $Q_{н.к2} = 6,3$ Мвар;

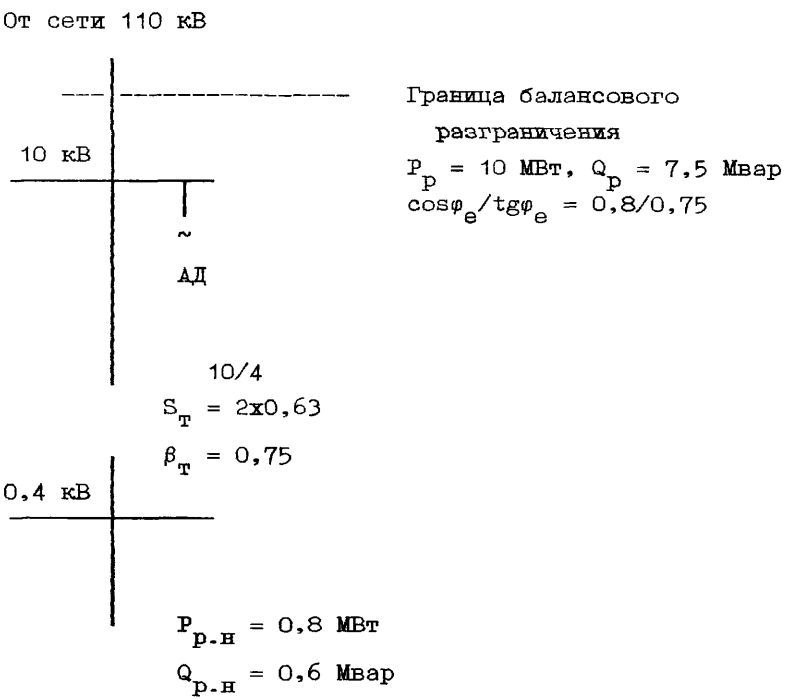
корпус 2 $Q_{н.к2} = 5,2$ Мвар;

корпус 3 $Q_{н.к2} = 1,83$ Мвар.

Итого $Q_{н.к2} = 13,3$ Мвар, что превышает $\Delta Q = 9,7$ Мвар. Мощность $Q_{н.к2}$ должна быть снижена до 9,7 Мвар.

Расчет 3

ВЫБОР СРЕДСТВ КРМ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ С ТРЕХСМЕННЫМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ С РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ 10 МВт, В ТОМ ЧИСЛЕ НА НАПРЯЖЕНИИ 0,4 кВ – 0,8 МВт, $tg\varphi_э = 0,53$



Предприятие работает в 3 смены.

a = 60 руб./кВт·год, b = 1,5 коп./кВт·ч, K_w = 10,

d_1 = 0,08 коп./квар·ч, d_2 = 0,2 коп./квар·ч.

Приборы учета максимальной РМ отсутствуют.

Стоимость конденсаторных установок условно принята:

250 руб./квар – для БНК;

100 руб./квар – для ББК.

Удельные стоимостные показатели:

$$C_{Qэ} = d_1 T_{мQэ} \cdot 10^{-2} \cdot 1{,}6K_1 = 0{,}08 \cdot 3750 \cdot 10^{-2} \cdot 1{,}6 \cdot 10 =$$

= 48 руб./квар; $\psi = 0{,}6$ (110 кВ); $K_м = 0{,}7$ (3 смены);

$$\text{при } \psi < K_м \quad T_{мQэ} = \frac{T_г(K_м - 2\psi + 1)}{2(1 - \psi)} = \frac{6000(0{,}7 - 2 \cdot 0{,}6 + 1)}{2(1 - 0{,}6)} =$$

= 3750 ч;

$$C_{рг} = (a + bT_г \cdot 10^{-2})K_w = (60 + 1{,}5 \cdot 6000 \cdot 10^{-2}) \cdot 10 =$$

= 1500 руб./кВт·год;

$$З_{н.к} = 0{,}22C_{н.к} + З_{р.н.к} = 0{,}22 \cdot 250 + 6 = 61 \text{ руб./квар};$$

$$З_{р.н.к} = C_{рг}P_{\delta н} = 1500 \cdot 0{,}004 = 6 \text{ руб./квар.}$$

$$З_{в.к} = 0{,}22C_{в.к} + З_{р.в.к} + З_к = 0{,}22 \cdot 100 + 3 + 25 =$$

= 50 руб./квар;

$$З_{р.в.к} = C_{рг}P_{\delta в} = 1500 \cdot 0{,}002 = 3 \text{ руб./квар};$$

$$tg\varphi_{э.н} = \frac{240}{(ad_{макс} + 50b)K_w} tg\varphi_б K_1 = \frac{240}{(60 \cdot 1 + 50 \cdot 1{,}5) \cdot 10} 0{,}3 \cdot 10 =$$

= 0,53;

$$Q_э = \bar{P}_р tg\varphi_{эн} = 10 \cdot 0{,}9 \cdot 0{,}53 = 4{,}8 \text{ Мвар.}$$

$$N_{т.мин} = P_{р.н}/(\beta_т S_т) = 0,8/(0,75 \cdot 0,63) = 1,7.$$

Принимаем $N_{т.мин} = 2$;

$$Q_т = \sqrt{(1,1 S_т N_{т.мин} \beta_т)^2 - P^2_{р.н}} = \sqrt{(1,1 \cdot 0,63 \cdot 2 \cdot 0,75)^2 - 0,8^2} =$$

$= 0,66$ Мвар;

$Q_{н.к1} = Q_{р.н} - Q_т = 0,6 - 0,66$. Установка БНК не требуется.

Баланс РМ $\bar{Q}_р - Q_э = 7,5 \cdot 0,9 - 4,8 = 2$ Мвар.
Согласно РТМ установка БВК не рекомендуется.

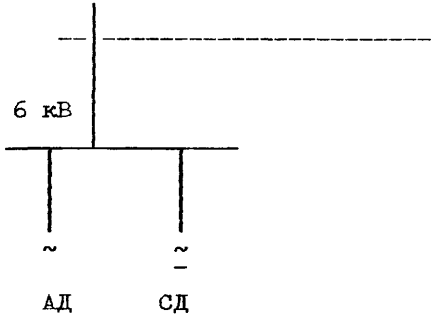
Итоги расчета

Требуемая РМ передается из энергосистемы:
не превышающая экономическое значение $Q_э = 4,8$ Мвар;
превышающая экономическое значение $Q_{п.э} = 2$ Мвар.

Расчет 4

ВЫБОР СРЕДСТВ КРМ ДЛЯ ПРОМЫШЛЕННОГО ПРЕДПРИЯТИЯ С НЕПРЕРЫВНЫМ РЕЖИМОМ РАБОТЫ С РАСЧЕТНОЙ НАГРУЗКОЙ 18 МВт, 6кВ, $tg\varphi_э = 0,2$

От сети 220 кВ



Граница балансового разграничения

$P_р$ = 18МВт, $Q_р$ = 8 Мвар

Данные СД, $\cos\varphi$ = – 0,9:
2х4000 кВт, 3000 $мин^{-1}$
3х1250 кВт, 1000 $мин^{-1}$
5х630 кВт, 250 $мин^{-1}$

Предприятие с непрерывным режимом работы.
a = 60 руб./кВт·год, b = 2,5 коп./кВт·ч, K_w = 10.

Средства учета максимальной РМ имеются:
c_1 = 1,2 руб./квар·год, d_1 = 0,03 коп./квар·год,
c_2 = 3,6 руб./квар·год, d_2 = 0,09 коп./квар·ч.

Удельные стоимостные показатели:

$$C_{Qэ} = (c_1 + d_1 T_{мQэ} \cdot 10^{-2}) \cdot 1,6K_1 = (1,2 + 0,03 \cdot 6800 \cdot 10^{-2}) \cdot 1,6x$$

x 10 = 51,8 руб./квар;

ψ = 0,5 (220 кВ); $K_м$ = 0,8 (непрерывное производство);

при $\psi < K_м$ $T_{мQэ} = \dfrac{T_г(K_м - 2\psi + 1)}{2(1 - \psi)} = \dfrac{8500(0,8 - 2\cdot0,5 + 1)}{2(1 - 0,5)} =$

$= 6800$ ч;

$$C_{рг} = (a + bT_г \cdot 10^{-2})K_w = (60 + 2,5\cdot8500\cdot10^{-2})\cdot10 =$$

$= 2725$ руб./квар·год;

$$З_{в.к} = 0,22C_{в.к} + З_{р.в.к} + З_к = 0,22\cdot100 + 5,4 + 25 =$$

$= 52,4$ руб./квар;

$$З_{р.в.к} = C_{рг}P_{\delta в} = 2725\cdot0,002 = 5,4 \text{ руб./квар};$$

$tg\varphi_{э.н} = 0,2;$ $Q_э = \bar{P}_р tg\varphi_э = 18\cdot0,9\cdot 0,2 = 3,2$ Мвар.

$$Q_{д1} \approx 0,2\sum Q_{д.н} = 0,2\cdot2\cdot4000\cdot0,48 = 770 \text{ квар};$$

$$R = C_{Qэ}/C_{рг} = 51,8/2725 = 0,019.$$

Использование генерируемой СД 3х1250 и 5х630 РМ экономически нецелесообразно по сравнению с потреблением РМ из энергосистемы, не превышающим экономическое зхначение,

$$Q_{д2} = 0; \quad Q'_{с.д} = Q_{д1} + Q_{д2} = 0,8 \text{ Мвар}.$$

Баланс РМ $\bar{Q}_р - Q'_{с.д} - Q_э = 8\cdot0,9 - 0,8 - 3,2 = 3,2$ Мвар.

Эту недостающую РМ можно получить из следующих источников:

более полное использование РМ СД;

установка БВК;

потребление РМ из энергосистемы, превышающее экономическое значение.

$$C_{Qп} = (c_2 + d_2 T_{мQп} \cdot 10^{-2}) \frac{2K_1 K_w}{1 + K_1} = (3,6 + 0,09 \cdot 5220 \cdot 10^{-2}) \times$$

$$\times \frac{2 \cdot 10 \cdot 10}{1 + 10} = 150 \text{ руб./квар}; \quad \psi = 1 - Q_{п.э}/\bar{Q}_р = 1 - 3,2/7,2 =$$

$$= 0,56;$$

$$\psi < K_м \qquad T_{мQп} = T_г \left[\frac{K_м - \psi}{1 - \psi} + \frac{1}{3} \frac{(1 - K_м)^2}{(1 - \psi)^2}\right] =$$

$$= 8500 \left[\frac{0,8 - 0,56}{1 - 0,56} + \frac{1}{3} \frac{(1 - 0,8)^2}{(1 - 0,56)^2}\right] = 5220 \text{ ч.}$$

Определяется целесообразность использования РМ СД:

$R = C_{Qп}/C_{рг} = 150/2725 = 0,055;$

$R = З_{в.к}/C_{рг} = 52,4/2725 = 0,019.$

Экономически нецелесообразно использование для целей КРМ генерируемой СД РМ по сравнению с установкой БВК. Кроме того, очевидно, что $З_{в.к} + З_к < C_{Qп}$, т.е. что установка БВК целесообразна по сравнению с потреблением РМ из энергосистемы, превышающим экономическое значение.

Итоги расчета

1. Для КРМ целесообразно использование располагаемой РМ СД 2х4000 кВт.

Использование СД 3х1250, 5х630 для целей КРМ нецелесообразно. Эти СД должны работать с коэффициентом $\cos\varphi$, близким к единице.

2. Целесообразна установка БВК мощностью 3,2 Мвар.

3. Из энергосистемы потребляется РМ, не превышающая экономическое значение и равная 3,2 Мвар.

ВЫБОР МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ С УЧЕТОМ СРЕДСТВ КРМ

По результирующим данным расчетов 1А и 1Б ниже приведен выбор мощности трансформаторов (цеховых 6-10/0,4 кВ и ГПП 220/6 кВ). Приведенными рекомендациями следует руководствоваться также при оформлении результирующих электрических нагрузок с учетом средств КРМ на шинах 6-10 кВ распределительных подстанций.

Заполненные расчетные формуляры Ф202-90 с данными всех трансформаторных подстанций должны быть включены в состав комплекта марки ЭС и передаваться заказчику.

К расчету 1А

Количество трансформаторов 1600 кВ·А, 6/0,4 кВ $N_т$ = 38.

Мощность установок БНК $Q_{н.к}$ = 16,3 Мвар.

В случае принятия установок БНК одной мощности последняя должна составлять 16300/38 = 429 квар. В соответствие с номенклатурой БНК (приведена в настоящем пособии) принимаются следующие комплектные конденсаторные установки 0,4 кВ:

УКМ58-0,4-200-33 1/3 У3 - 38 шт.;

УКМ58-0,4-268-67У3 - 38 шт.

Использование БНК двух типоразмеров для значительного числа трансформаторов мощностью 1600 и 2500 кВ·А следует рекомендовать, т. к. это позволяет:

принять устанавливаемую мощность БНК близкой к требуемой (200 + 268)38 = 17,8 Мвар;

облегчить выбор БНК для каждой подстанции с учетом реактивной нагрузки подстанции. На одной подстанции могут быть установлены две БНК суммарной мощностью 536, 468, 400 квар:

осуществить заказ установок БНК на стадии проект, до формирования питающей сети 0,4 кВ.

Выбор цеховых трансформаторных подстанций с учетом установок БНК представлен в табл. 1А. Там же представлены результирующие нагрузки с учетом выбранных средств КРМ на границе балансового разграничения с энергосистемой и выбор мощности трансформаторов 220/6 кВ ГПП. При выборе мощности трансформаторов ГПП нагрузку предприятия следует учитывать ее математическим ожиданием. При

выборе сечения линий, питающих трансформаторы ГПП, в качестве расчетной нагрузки должна быть принята максимальная расчетная нагрузка, определяемая согласно РТМ36.18.32.4-92.

Таблица 1А

Наименование	cosφ	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт.х кВ·А
		кВт	квар	кВ·А	
ТП1					
Силовая нагрузка	0,75	1050	924		
Осветительная нагрузка	0,9	50	25		
Итого нагрузка 0,4 кВ		1100	949	1453	
БНК 200 + 402 квар			-602		
Итого с учетом БНК	0,95	1100	347	1153	1х1600 $\beta_т$ = 0,72
Потери в трансформаторе		12	70		
Итого на стороне 6 кВ		1112	417		
ТП2, тр-р N 1					
Силовая нагрузка	0,65	1090	1264		
БНК 402 + 402 квар			-804		
Итого с учетом БНК	0,92	1090	460	1183	1х1600 $\beta_т$ = 0,74
Потери в трансформаторе		13	75		
Итого на стороне 6 кВ		1103	535		
ТП2, тр-р N 2					
Силовая нагрузка	0,8	800	600		
Осветительная нагрузка	0,9	270	135		

Продолжение табл. 1А

Наименование	cosφ	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт.х кВ·А
		кВт	квар	кВ·А	
Итого нагрузка 0,4 кВ		1070	735		
БНК 200 + 200 квар			- 400		
Итого с учетом БНК	0,95	1070	335	1121	1х1600 $\beta_т$ = 0,7
Потери в трансформаторе		12	66		
Итого на стороне 6 кВ		1082	401		
ГПП, 220/6 кВ					
Расчетная нагрузка на границе балансового разграничения		54000	40500	72400	
БНК			- 17800		
РМ, генерируемая СД			- 7500		
Итого на стороне 6 кВ	0,98	54000	15200	56100	2х40000 $\beta_т$ = 0,70
Потери в трансформаторах		300	3000		
Итого на стороне 220 кВ		54300	18200		

К расчету 1Б

УстановкиБНК

Количество трансформаторов 1600 кВ·А, 6/0,4 кВ $N_т$= 38 шт.
Мощность установок БНК $Q_{н.к}$ = 16,3 МВ·А.
Принимаем для установки 2 типоразмера БНК:
УКМ58-0,4-200-33 1/3 У3 - 38 шт.
УКМ58-0,4-268-67 У3 - 38 шт.
Общая мощность БНК 17,7 Мвар.

Установки БВК

Согласно расчету должны быть установлены ББК общей мощностью 6,4 Мвар. Исходя из высокой стоимости коммутирующего выключателя 6 кВ, количество устанавливаемых ББК должно быть минимальным. Принимается к установке на каждой секции 6 кВ ГПП 220/6 одной батареи типа УКЛ(П)57-6,3-3150 У3 мощностью 3,15 Мвар.

Примеры выбора трансформаторов представлены в табл. 1Б.

Таблица 1Б

Наименование	cosφ	Расчетная нагрузка			Количество и мощность трансформаторов, шт.х кВ·А
		кВт	квар	кВ·А	
ТП3					
Силовая нагрузка	0,75	1050	924		
БНК 200 + 268 квар			- 468		
Итого с учетом БНК	0,92	1050	456	1145	1х1600 $\beta_т$ = 0,71
Потери в трансформаторе		12	68		
Итого на стороне 6 кВ		1062	524		
ГПП, 220/6 кВ					
Расчетная нагрузка на границе балансового разграничения		54000	40500	72400	
БНК			- 17700		
РМ, генерируемая СД			- 7000		
БВК			- 6300		
Итого на стороне 6 кВ		54000	9500	54800	2х40000 $\beta_т$ = 0,685
Потери в трансформаторах		300	3000		
Итого на стороне 220 кВ		54300	12500		

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ ЕДИНИЧНОЙ МОЩНОСТИ ТРАНСФОРМАТОРОВ ДЛЯ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРНЫХ ПОДСТАНЦИЙ

При значительном количестве устанавливаемых цеховых трансформаторных подстанций и распределенной нагрузке следует производить выбор единичной мощности цеховых трасформаторов.

Определяющими факторами при выборе единичной мощности цехового трансформатора являются:

затраты на питающую сеть 0,4 кВ;

потери мощности в питающей сети 0,4 кВ;

потери мощности в трансформаторах;

затраты на строительную часть подстанций.

Произведенные технико-экономические расчеты позволили выявить ряд критериев, которыми рекомендуется пользоваться при выборе единичной мощности трансформатора.

При открытой установке КТП в цехе рекомендуется устанавливать трансформаторы:

1000 и 1600 кВ·А – при плотности нагрузки до 0,2 кВ·А/м^2;

1600 кВ·А – при плотности нагрузки 0,2 – 0,5 кВ·А/м^2;

2500 и 1600 кВ·А – при плотности нагрузки свыше 0,5 кВ·А/м^2.

При установке КТП в отдельных помещениях рекомендуется устанавливать трансформаторы:

1000 и 1600 кВ·А – при плотности нагрузки 0,15 кВ·А/м^2;

1600 кВ·А – при плотности нагрузки 0,15 – 0,35 кВ·А/м^2;

2500 кВ·А – при плотности нагрузки свыше 0,35 кВ·А/м^2.

Допускается устанавливать также трансформаторы 1600 кВ·А.

В тех случаях, когда нагрузка не распределена, а сосредоточена на отдельных участках цеха, корпуса, выбор единичной мощности цеховых трансформаторов не следует производить по критерию удельной плотности нагрузки. Для энергоемких производств, при значительном количестве устанавливаемых цеховых трансформаторных подстанций, рекомендуется унифицировать единичные мощности трансформаторов.

РЕКОМЕНДАЦИИ ПО ВЫБОРУ КОЭФФИЦИЕНТА ЗАГРУЗКИ ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРОВ 6 (10)/0,4 кВ

Коэффициент загрузки цеховых трансформаторов 6 (10)/0,4 кВ зависит от категории присоединенных электроприемников по надежности электроснабжения и перегрузочной способности трансформаторов. Согласно инструкции СН174-75 (в перечне действующих нормативных документов Минстроя РФ отсутствует) рекомендовалось принимать следующие значения коэффициентов загрузки:

0,65 - 0,7 - для цехов с преобладающей нагрузкой I категории при двухтрансформаторных подстанциях;

0,7 - 0,8 - для цехов с преобладающей нагрузкой II категории при однотрансформаторных подстанциях с взаимным резервированием трансформаторов;

0,9 - 0,95 - для цехов с преобладающей нагрузкой II категории при возможности использования централизованного резерва трансформаторов и для цехов с нагрузками III категории.

Идентичные значения коэффициентов загрузки цеховых трансформаторов приводятся и в других действующих ведомственных нормативных документах.

Допустимые перегрузки для масляных трансформаторов определяются согласно ГОСТ 14209 - 85. В "Правилах эксплуатации электроустановок потребителей" (М.: Энергоатомиздат, 1992 г.) приведены следующие допустимые кратковременные перегрузки трансформаторов:

Масляные трансформаторы

Перегрузка по току, %	30	45	60	75	100
Длительность перегрузки, мин	120	80	45	20	10

Сухие трансформаторы

Перегрузка по току, %	20	30	40	50	60
Длительность перегрузки, мин	60	45	32	18	5

Допускается перегрузка масляных трансформаторов сверх номинального тока до 40% общей продолжительностью не более 6 ч в сутки в течение 5 суток подряд при полном использовании всех устройств охлаждения трансформаторов, если подобная перегрузка не запрещена инструкциями заводов-изготовителей.

С учетом изложенного выше рекомендуется принимать при выборе средств КРМ следующие значения коэффициентов загрузки цеховых трансформаторов в нормальном режиме:

0,7; 0,8; 0,9 - для масляных трансформаторов с нагрузкой, преимущественно отнесенной к категориям I, II, III соответственно;

0,6; 0,7; 0,8 - для сухих трансформаторов с нагрузкой, преимущественно отнесенной к категориям I, II, III соответственно;

как для масляных трансформаторов - для трансформаторов, заполненных негорючим жидким диэлектриком.

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ПОТЕРЬ АКТИВНОЙ И РЕАКТИВНОЙ МОЩНОСТИ В ЦЕХОВЫХ ТРАНСФОРМАТОРАХ 6–10/0,4 кВ

Потери активной мощности в трансформаторах

$$\Delta P = \Delta P_{х.х} + \beta_т^2 \Delta P_{к.з},$$

где $\Delta P_{х.х}$ и $\Delta P_{к.з}$ – соответственно потери холостого хода и короткого замыкания, кВт. Принимаются согласно ГОСТ или ТУ.

Потери реактивной мощности в трансформаторах

$$\Delta Q = \Delta Q_{х.х} + \beta_т^2 \Delta Q_{нагр},$$

где $\Delta Q_{х.х}$ – потери холостого хода, квар. Определяются по выражению

$$\Delta Q_{х.х} = I_{х.х} S_т \cdot 10^{-2};$$

$\Delta Q_{нагр}$ – нагрузочные потери, квар. Определяются по выражению

$$\Delta Q_{нагр} = e_к S_т \cdot 10^{-2}.$$

Значения $I_{х.х}$ и $e_к$ (в %) принимаются согласно ГОСТ или ТУ.

В таблицах 1 и 2 представлены при различных $\beta_т$ потери соответственно активной и реактивной мощности в цеховых трансформаторах КТП, изготавливаемых по ГОСТ 16555 – 75

Ориентировочные значения потерь активной и реактивной мощности для трансформаторов мощностью 1000, 1600 и 2500 кВ·А (изготавливаемых по ГОСТ 16555 – 75) при их загрузке $\beta_т$ = 0,70 ÷ 0,85 могут быть приняты:

$$\Delta P_т \approx 0{,}012\ P_{р.н};$$

$$\Delta Q_т \approx 0{,}06 P_{р.н}.$$

Таблица 1

$S_т$, кВ·А	$\Delta P_{х.х}$, кВт	$\Delta P_{к.з}$, кВт	ΔP, кВт, при $\beta_т$					
			0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
1х250	0,78	3,7	1,7	2,1	2,6	3,1	3,8	4,5
1х400	1,08	5,5	2,5	3,1	3,8	4,6	5,5	6,6
1х630	1,68	7,6	3,6	4,4	5,4	6,5	7,8	9,3
1х1000	2,45	12,2	5,5	6,8	8,4	10,3	12,3	14,7
1х1600	3,3	18	7,8	9,8	12,1	14,8	17,9	21,3
1х2500	4,6	24	10,6	13,2	16,4	20	24	28,6

Таблица 2

$S_т$, кВ·А	$\Delta Q_{х.х}$, квар	$\Delta Q_{нагр}$, квар	ΔQ, квар, при $\beta_т$					
			0,5	0,6	0,7	0,8	0,9	1,0
1х250	5,8	11,3	9	10	11	13	15	17
1х400	6,25	18	10	12	14	17	20	23
1х630	11,4	35	20	24	29	34	40	46
1х1000	14	55	28	34	41	49	59	69
1х1600	19	95	43	54	66	80	97	115
1х2500	25	150	63	79	99	120	147	175

ТЕХНИЧЕСКИЕ ДАННЫЕ НЕКОТОРЫХ ТИПОВ КОМПЛЕКТНЫХ КОНДЕНСАТОРНЫХ УСТАНОВОК 6-10 и 0,4 кВ

А. Установки конденсаторные 6-10 кВ, 50 Гц (БВК)

БВК предназначены для эксплуатации в закрытых помещениях в следующих условиях:

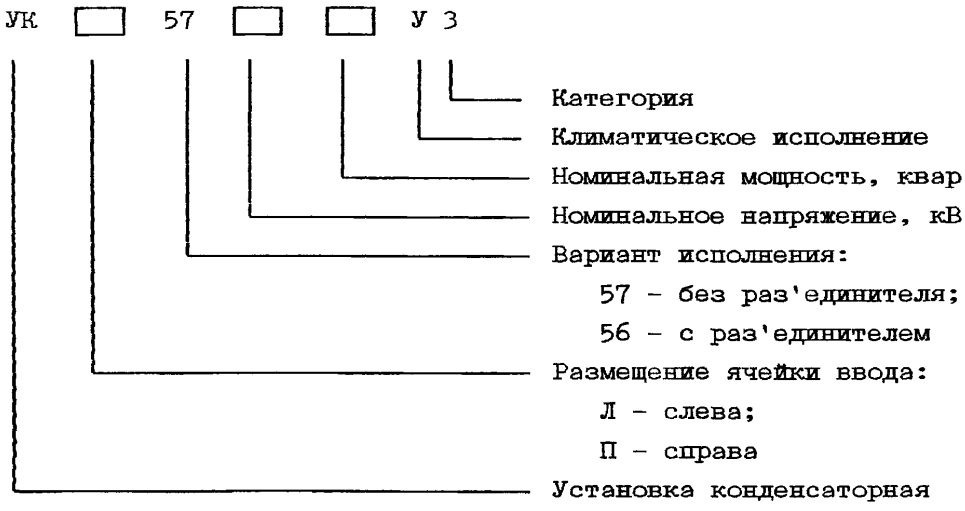
температура от -40° до +40°С;

относительная влажность до 80% при 20°С;

высота над уровнем моря не более 1000 м;

отсутствие взрывоопасной среды, токопроводящей пыли, агрессивных газов, паров.

Структурное обозначение типономинала



Установки допускают длительную работу при повышении напряжения (действующего значения) до 1,1 номинального и повышении действующего значения тока до 1,3 номинального, имеющем место как за счет повышения напряжения, так и за счет высших гармоник. Конденсаторы соединены по схеме "треугольник". Защита каждого конденсатора от ТКЗ осуществляется предохранителем. Установки

выпускаются в двух вариантах:

с защитой от перегрузки токами высших гармонических;

без защиты от перегрузки токами высших гармонических.

В каждый конденсатор встроен разрядный резистор. Конденсаторы пропитаны экологически безопасной жидкостью (12 кг на один конденсатор).

Динамическая стойкость сборных шин конденсаторной установки 80 кА.

Запрещается включение установки ранее чем через 5 мин после отключения.

Основные параметры БВК указаны в таблице.

Тип	Номинальные данные			Количество конденсаторных ячеек	Длина, мм	Масса, кг
	напряжение, кВ	ток, А	мощность, квар			
УКЛ(П)57-6,3-450УЗ	6,3	42	450	1	1600	450
УКЛ(П)57-6,3-900УЗ	6,3	83	900	2	2400	760
УКЛ(П)57-6,3-1350УЗ	6,3	124	1350	3	3200	1060
УКЛ(П)57-6,3-1800УЗ	6,3	166	1800	4	4000	1370
УКЛ(П)57-6,3-2250УЗ	6,3	207	2250	5	4800	1670
УКЛ(П)57-6,3-2700УЗ	6,3	248	2700	6	5600	1980
УКЛ(П)57-6,3-3150УЗ	6,3	289	3150	7	6400	2280
УКЛ(П)57-10,5-450УЗ	10,5	25	450	1	1600	450
УКЛ(П)57-10,5-900УЗ	10,5	50	900	2	2400	760
УКЛ(П)57-10,5-1350УЗ	10,5	75	1350	3	3200	1060
УКЛ(П)57-10,5-1800УЗ	10,5	100	1800	4	4000	1370
УКЛ(П)57-10,5-2250УЗ	10,5	124	2250	5	4800	1670
УКЛ(П)57-10,5-2700УЗ	10,5	149	2700	6	5600	1980
УКЛ(П)57-10,5-3150УЗ	10,5	174	3150	7	6400	2280

Глубина устройства 810 мм.

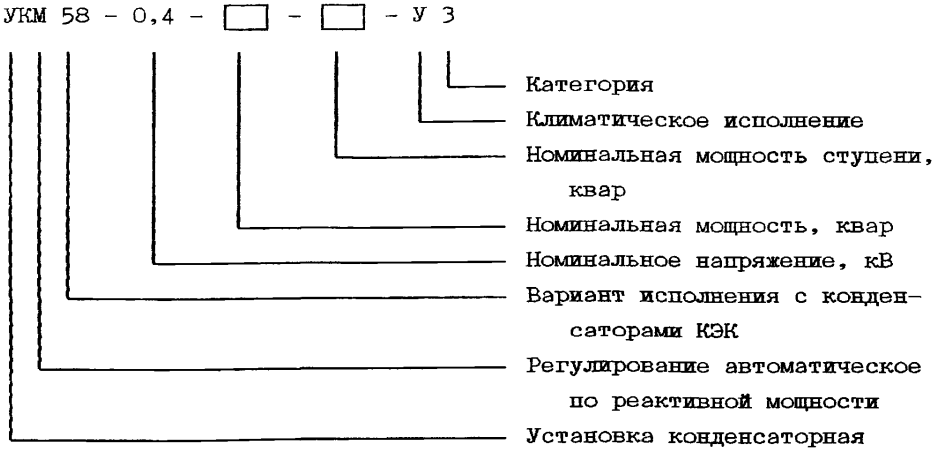
Длина устройства УКЛ(П)56 превышает указанную в таблице на 610 мм, глубина 820 мм.

Степень защиты оболочки IP21 по ГОСТ 14254 - 80.

Данные взяты из ТУ16-673.075-86 (ИБДМ673.520.603ТУ).

Б. Установки конденсаторные 0,4 кВ, 50 Гц (БНК)

Структурное обозначение типономинала



Основные параметры указаны в таблице.

Тип	Номинальная мощность, квар	Количество и мощность ступеней, квар	Габариты (при кабельном вводе), мм	Масса, кг
УКМ58-0,4-100-33 1/3 У3	100	3х33 1/3	680х440х1675	180
УКМ58-0,4-200-33 1/3 У3	200	6х33 1/3	870х440х1675	290
УКМ58-0,4-268-67У3	268	4х67	880х440х1910	340
УКМ58-0,4-402-67У3	402	6х67	1270х440х1910	510
УКМ58-0,4-536-67У3	536	8х67	1580х440х1910	640

Продолжение таблицы

Тип	Номинальная мощность, квар	Количество и мощность ступеней, квар	Габариты (при кабельном вводе), мм	Масса, кг
УКМ59-0,4-102,5-(2х30+42,5)У3	102,5	2х30, 42,5	680х440х1675	184
УКМ59-0,4-265-(2х60+2х72,5)У3	265	2х60, 2х72,5	880х440х1910	346
УКМ59-0,4-397,5-(3х60+3х72,5)У3	397,5	3х60, 3х72,5	1270х440х1910	522
УКМ59-0,4-530-(4х60+4х72,5)У3	530	4х60, 4х72,5	1580х440х1910	655

Автоматическое регулирование реактивной мощности осуществляется регулятором реактивной мощности типа Б2201-9А, ТУ34-28-10869-84.

Динамическая стойкость установок мощностью 100 квар 40 кА, установок мощностью 200 - 536 квар 50 кА.

Степень защиты оболочки IP21 по ГОСТ 14254 - 80.

Данные взяты из ТУ16-673.083-86 (ИБДМ.673510.604-ТУ).

ОПРЕДЕЛЕНИЕ ЭКВИВАЛЕНТНОГО СОПРОТИВЛЕНИЯ СЕТИ 6 – 10 кВ

Затраты на потери активной мощности при передаче РМ в сеть до 1 кВ определяются согласно п. 2.10 РТМ по выражению

$$З_{pQ} = \frac{C_{рп} R_э}{u^2 \cdot 10^3} Q_т^2,$$

где u – номинальное напряжение сети 6 или 10 кВ; $R_э$ – эквивалентное сопротивление сети 6 – 10 кВ (от шин 6 – 10 кВ РП, ГПП до шин 0,4 кВ цеховых ТП), по которой осуществляется передача РМ в сеть до 1 кВ.

При известных параметрах электрической сети и схемах подключения цеховых трансформаторов определение $R_э$ не вызывает затруднений. Однако при разработке проектной документации на стадии "проект" информация о параметрах сети 6 – 10 кВ, включая ее топологию, нередко отсутствует. В этом случае можно использовать приближенное значение $R_э$, полученное из анализа эквивалентной схемы, в которой каждый трансформатор подключен к шинам 6 – 10 кВ радиальной кабельной линией.

Для каждого цеха, группы трансформаторов

$$R_{эк} = \frac{R_т + r_o l_{ср}}{N},$$

где $R_т$ – сопротивление трансформатора 6–10/0,4 кВ; r_o – удельное сопротивление кабельной линии; $l_{ср}$ – средняя длина кабельной линии 6 – 10 кВ; N – количество трансформаторов 6–10/0,4 кВ.

В таблице приведены данные о сопротивлении трансформаторов и кабельных линий 6 – 10 кВ.

Мощность трансформатора, кВ·А	630	1000	1600	2500
Сопротивление $R_т$, Ом, трансформатора 10/0,4 кВ / 6/0,4 кВ	1,91 / 0,69	1,4 / 0,4	0,64 / 0,231	0,384 / 0,138
Удельное сопротивление алюминиевой жилы кабельной линии r_o, Ом/км	0,62	0,443	0,326	0,258

При двухступенчатой схеме распределения электроэнергии (от шин 6 – 10 кВ ГПП радиальными линиями питаются несколько РП, от которых, в свою очередь, получают питание трансформаторные подстанции) эквивалентное сопротивление всей сети 6 – 10 кВ может быть определено по выражению

$$R_{эк} = \frac{1}{\sum_{1}^{n} \frac{1}{R_{эк}}},$$

где n – количество РП 6 – 10 кВ.

ЗНАЧЕНИЯ КОЭФФИЦИЕНТОВ D_1 И D_2 ДЛЯ НЕКОТОРЫХ ТИПОВ СД

Целесообразность использования в целях КРМ СД мощностью до 2500 кВт и частотой вращения до 1000 мин$^{-1}$ определяется технико-экономическим расчетом с учетом коэффициентов D_1 и D_2, характеризующих потери активной мощности на выработку РМ СД (D_1 зависит от реактивной нагрузки СД, а D_2 – от квадрата реактивной нагрузки). В таблицах 1 -3 приведены значения D_1 и D_2 для некоторых типов СД при $\cos\varphi_н$ = 0,9. Для СД иных типов могут быть приняты значения D_1 и D_2 ближайших по техническим характеристикам СД, указанных в таблицах.

Таблица 1. Значения коэффициентов D_1 и D_2 для СД серии СДН, 6 – 10 кВ

Частота вращения, мин$^{-1}$	$P_{д.н}$, кВт	Коэффициенты, кВт, при напряжении, кВ			
		6		10	
		D_1	D_2	D_1	D_2
1000	1000	5,62	3,91	–	–
	1250	4,74	4,42	6,77	6,98
	1600	7,53	6,04	7,58	7,56
	2000	8,06	7,53	8,39	7,2
	2500	8,13	7,74	9,2	8,93
750	800	4,9	4,57	–	–
	1000	4,37	4,96	–	–
	1250	7,73	7,29	7,2	6,48
	1600	7,22	7,33	8,3	8,12
	2000	8,08	6,98	9,48	9,83
	2500	11,2	10,2	8,81	8,23
600	630	6,6	4,06	–	–
	800	5,75	4,63	–	–
	1000	7,66	5,36	–	–
	1250	7,54	6,59	7,79	5,23

Продолжение табл. 1

Частота вращения, $мин^{-1}$	$Р_{д.н}$, кВт	Коэффициенты, кВт, при напряжении, кВ			
		6		10	
		D_1	D_2	D_1	D_2
	1600	7,79	6,99	8,99	7,43
	2000	10,7	8,68	9,64	7,5
	2500	10,9	8,46	10,1	10,2
500	400	3,88	2,97	–	–
	500	5,05	3,63	–	–
	630	5,16	4,72	–	–
	800	6,48	5,54	–	–
	1000	6,61	5,88	–	–
	1250	8,44	6	9,08	8,53
	1600	8,63	7,61	8,99	7,43
	2000	9,22	8,29	9,64	7,5
	2500	11,5	9,36	10,1	10,2
375	320	4,46	4,1	–	–
	400	5,31	4,27	–	–
	500	5,52	4,23	–	–
	630	6,4	4,91	–	–
	800	7,07	5,25	–	–
	1000	8,3	6,55	–	–
	1250	8,43	7,07	10	7,79
	1600	12,3	7,56	10,3	10,4
	2000	12,9	10,4	10,4	12
	2500	12,5	11,8	13,2	13,1
300	320	4,64	4,6	–	–
	400	5,13	5,08	–	–
	500	5,81	5,39	–	–
	630	6,68	5,46	–	–
	800	7,76	6	–	–
	1000	9,6	7,7	–	–

Продолжение табл. 1

Частота вращения, $мин^{-1}$	$Р_{д.н}$, кВт	Коэффициенты, кВт, при напряжении, кВ			
		6		10	
		D_1	D_2	D_1	D_2
	1250	9,87	8,25	9,71	8,07
	1600	10,8	9,15	10,5	11,9
	2000	13,4	9,85	13	12,3
	2500	15,3	10,7	12,3	12,3
250	320	5,78	4,22	–	–
	400	5,83	4,34	–	–
	500	6,14	4,58	–	–
	630	6,68	5,45	–	–
	800	8,5	6,3	–	–
	1000	10	7,19	–	–
	1250	10,3	8,21	9,83	8,83
	1600	14,6	10,4	11,1	9,51
	2000	16	10,4	12,5	8 53
	2500	15,9	11,7	13,7	12,3
187	320	5,19	4,72	–	–
	400	5,97	5,38	–	–
	500	6,57	5,29	–	–
	630	6,27	6,91	–	–
	800	11,1	7,29	–	–
	1000	11,5	8,31	–	–
	1250	12,1	8,4	–	–
167	320	6,65	4,18	–	–
	400	7,64	4,25	–	–
	500	8,07	4,7	–	–
	630	9,78	7,14	–	–
	800	10,5	8,3	–	–
150	320	6,84	5,82	–	–
	400	6,22	6,12	–	–

Продолжение табл. 1

Частота вращения, $мин^{-1}$	$P_{д.н}$, кВт	Коэффициенты, кВт, при напряжении, кВ			
		6		10	
		D_1	D_2	D_1	D_2
100	500	7,61	6,1	–	–
	800	13,5	10	–	–
	1000	15,3	10,6	–	–
	1250	21	11,9	–	–
	1600	21,9	12,4	–	–
	2000	20,7	13,9	–	–
	2500	19,6	19,2	–	–

Таблица 2. Значения коэффициентов D_1 и D_2 для СД серий СДК, СДС, 6 – 10 кВ

Тип	Частота вращения, $мин^{-1}$	$P_{д.н}$, кВт	$u_н$, кВ	Коэффициенты, кВт	
				D_1	D_2
СДК	167	400	6,10	5,78	5
СДС	300	800	6,10	7,2	5,95
ВДС	600	1300	6,10	7,62	6,93
СДС	1000	1230	6,10	5,9	8,3

Таблица 3. Значения коэффициентов D_1 и D_2 для СД 0,4 кВ

Частота вращения, $мин^{-1}$	$P_{д.н}$, кВт	Коэффициенты, кВт	
		D_1	D_2
1000	250	1,74	2,18
	320	2,04	2,54
	400	2,2	2,88
	500	2,45	3,21
750	200	0,98	1,95
	250	1,55	2,28
	320	1,88	2,51
	400	2,1	2,72
600	160	1,33	1,53
	200	2,35	2,39
	250	2,01	2,67
	320	2,08	2,42
375	125	1,63	2,33
	160	1,88	2,57
	200	1,98	2,93

ПОДКЛЮЧЕНИЕ БНК К ШИНОПРОВОДАМ 0,4 кВ

Принципы подключения БНК к шинопроводам, изложенные в пп. 2.4.4 и 2.4.5 "Указаний по проектированию КРМ ...", 1984 г. не изменены РТМ36.18.32.6-92.

Для удобства пользования в настоящем пособии приведены полностью пп. 2.4.4 и 2.4.5, а также примеры расчетов по подключению БНК к магистральным шинопроводам.

"2.4.4. На одиночном магистральном шинопроводе следует предусматривать установку не более двух близких по мощности ККУ суммарной мощностью $Q_{нк} = Q_{нк}(1) + Q_{нк}(2)$.

Если основные реактивные нагрузки шинопровода присоединены во второй его половине, следует устанавливать только одну БНК. Точка ее подключения определяется условием

$$Q_h \geq Q_{нк}/2 \geq Q_{h+1},$$

где Q_h, Q_{h+1} – наибольшая реактивная нагрузка шинопровода перед узлом h и после него соответственно (рис. 2-6).

2.4.5. При присоединении к шинопроводу двух БНК точки их подключения находят из следующих условий:

точка подключения дальней БНК

$$Q_f \geq Q_{нк(2)} \geq Q_{f1};$$

точка подключения ближней к трансформатору БНК

$$Q_h - Q_{нк(2)} \geq Q_{нк(1)}/2 \geq Q_{h+1} - Q_{нк(2)}.$$

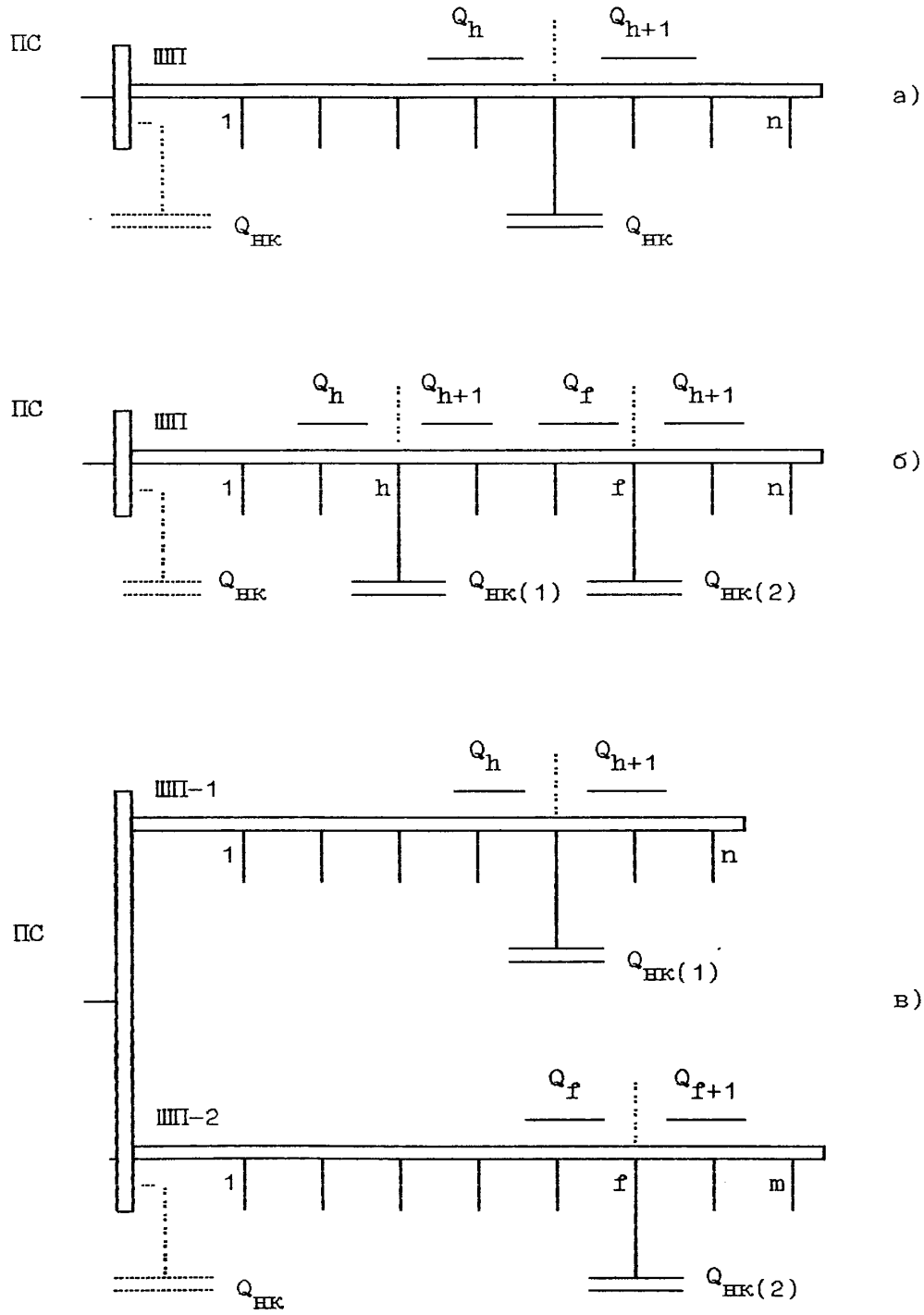


Рис. 2-6. Схема подключения БНК к магистральным шинопроводам: а – одна БНК; б – две БНК; в – два магистральных шинопровода с установкой по одной БНК

Пример III-2. Определить место присоединения конденсаторных установок к магистральному шинопроводу.

Исходные данные. К шинопроводам ШМА-1600 реактивная нагрузка присоединена как показано на рис. П1-1.

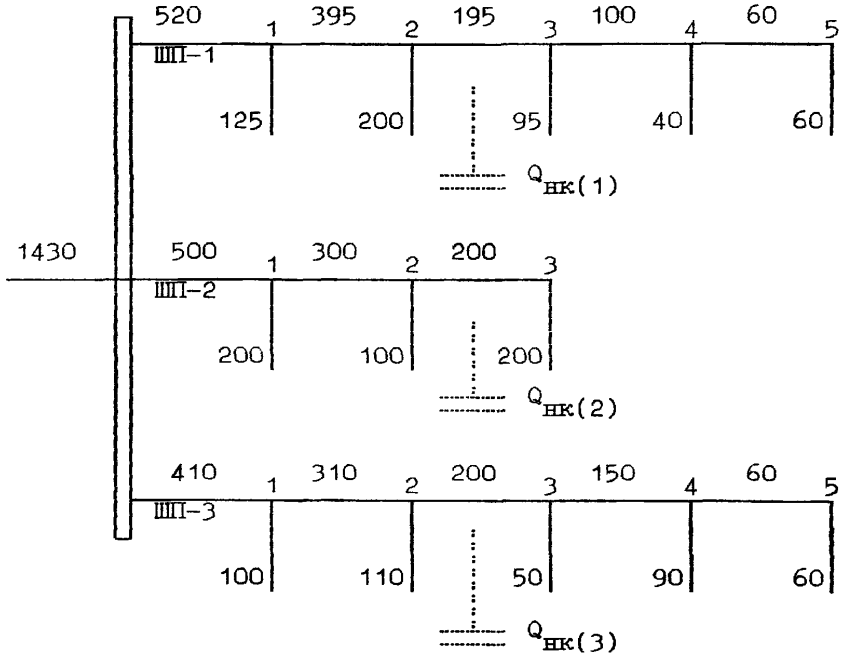


Рис. П-I-I.

Реактивные нагрузки пролетов шинопроводов даны в киловольт-амперах реактивных. Расчетная суммарная реактивная нагрузка трансформатора $Q_{мт}$ = 1550 квар.

Суммарная мощность конденсаторов $Q_{кн}$ = 800 квар (300 + 300 + + 200).

На каждом шинопроводе предусмотрена установка одной БНК.

Решение 1. Определяем место присоединения БНК к шинопроводу ШП-1 согласно условию

$$Q_h \geq Q_{нк}/2 \geq Q_{h+1}:$$

узел 1 520 > 300/2 < 395 - условие не выполняется;

узел 2 395 > 150 < 195 – условие не выполняется;

узел 3 195 > 150 > 100 – условие выполняется;

узел 4 100 < 150 > 60 – условие не выполняется;

узел 5 60 < 150 > 0 – условие не выполняется.

Следовательно, БНК подключается к узлу 3.

2. Аналогично определяется точка присоединения БНК мощностью $Q_{нк(2)}$ и $Q_{нк(3)}$.

Пример III-3. Определить место присоединения двух НБК к магистральному шинопроводу.

Исходные данные. На шинопроводе ШМА-1600 реактивная нагрузка до компенсации распределена в соответствии с рис. П1-2.

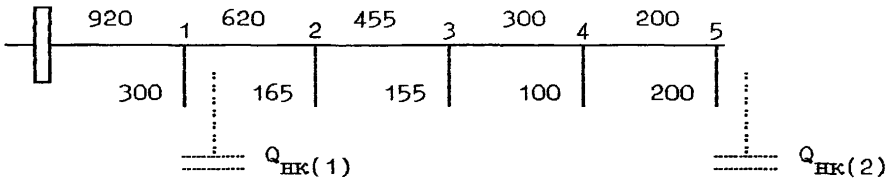


Рис. П1-2.

Реактивные нагрузки пролетов шинопроводов даны в киловольт-амперах реактивных.

Суммарная реактивная нагрузка трансформатора $Q_{мт}$ = 920 квар.

Расчетная суммарная мощность комплектных конденсаторных установок $Q_{нк}$ = 700 квар (300 и 400) квар.

Решение 1. Определяем место присоединения дальней БНК ($Q_{нк(2)}$) согласно условию

$$Q_h \geq Q_{нк}(2)/2 \geq Q_{h+1}:$$

узел 4 300 > 200 ≥ 200 – условие выполняется;

узел 5 200 ≥ 200 > 0 – условие выполняется.

Следовательно, ККУ мощностью 400 квар можно присоединять как к узлу 4, так и 5 (техническое решение принимается исходя из конструктивных соображений).

2. Определяем место присоединения ближней БНК ($Q_{нк(1)}$) к трансформатору по условию

$$Q_h - Q_{нк(2)} \geq Q_{нк}/2 \geq Q_{h+1} - Q_{нк(2)}:$$

узел 1 520 > 150 < 220 - условие не выполняется;

узел 2 220 > 150 > 55 - условие выполняется;

узел 3 155 > 150 > 100 - условие выполняется;

узел 4 100 < 150 < 200 - условие не выполняется.

Следовательно, вторая БНК может быть присоединена к узлу 2 или 3."

ТАРИФЫ НА ЭЛЕКТРИЧЕСКУЮ ЭНЕРГИЮ, ПРИВЕДЕННЫЕ В ПРЕЙСКУРАНТЕ 09-01

N п/п	Энергоснабжающая организация	Двухставочный тариф (потребители с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше групп I)	
		плата за 1 кВт нагрузки, руб./год	плата за 1 кВт·ч потребленной энергии, коп.
1	Иркутскэнерго	30	0,4
	Красноярскэнерго		
2	Павлодарэнерго	36	0,7
	Экибастузэнерго		
3	Саратовэнерго	36	1,4
4	Львовэнерго	36	1,5
	Одессаэнерго		
5	Днепроэнерго	36	1,7
6	Таджикэнерго	60	1,0
7	Колэнерго	60	1,1
8	Волгоградэнерго	60	1,2
	Горэнерго		
	Карелэнерго		
	Чувашэнерго		
	Куйбышевэнерго		
9	Мосэнерго	60	1,3
	Кузбассэнерго		
	Алтайэнерго		
	Челябэнерго		
10	Рязаньэнерго	60	1,5
	Архэнерго		
	Ленэнерго		
	Татэнерго		
	Башкирэнерго		
	Оренбургэнерго		

Продолжение таблицы

N п/п	Энергоснабжающая организация	Двухставочный тариф (потребители с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше групп I)	
		плата за 1 кВт нагрузки, руб./год	плата за 1 кВт·ч потребленной энергии, коп.
	Пермэнерго	60	1,5
	Свердловскэнерго		
	Грозэнерго		
	Дагэнерго		
	Омскэнерго		
	Амурэнерго		
	Кабалкэнерго		
	Киргизэнерго		
11	Ярэнерго	60	1,6
	Ульяновскэнерго		
	Карагандаэнерго		
12	Костромаэнерго	60	1,7
	Новосибирскэнерго		
	Читаэнерго		
	Донбассэнерго		
	Молдэнерго		
13	Белгородэнерго	60	1,8
	Владимирэнерго		
	Липецкэнерго		
	Тулаэнерго		
	Кировэнерго		
	Киевэнерго		
	Беларусэнерго		
	Узбекэнерго		

Продолжение таблицы

N п/п	Энергоснабжающая организация	Двухставочный тариф (потребители с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше групп I)	
		плата за 1 кВт нагрузки, руб./год	плата за 1 кВт·ч потребленной энергии, коп.
14	Комиэнерго Новгородэнерго Мордовэнерго Запсибэнерго Тюменьэнерго Сургутэнерго Уренгойэнерго Севказэнерго Южказэнерго Армэнерго Эстонэнерго Грузэнерго	60	2,0
15	Харьковэнерго	60	2,1
16	Удмуртэнерго	60	2,2
17	Воронежэнерго Ивэнерго Калининградэнерго Мариэнерго Пензаэнерго Латвэнерго	60	2,3
18	Вологдаэнерго Алма-Атаэнерго Туркменэнерго	60	2,4
19	Калининэнерго Курскэнерго	60	2,5

Продолжение таблицы

N п/п	Энергоснабжающая организация	Двухставочный тариф (потребители с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше групп I)	
		плата за 1 кВт нагрузки, руб./год	плата за 1 кВт·ч потребленной энергии, коп.
	Брянскэнерго		
	Курганэнерго	60	2,5
	Забайкалэнерго		
	Азэнерго		
20	Астраханьэнерго	60	2,6
	Орелэнерго		
	Тамбовэнерго		
	Смоленскэнерго		
	Барнаулэнерго		
	Томскэнерго		
21	Кустанайэнерго	60	2,7
22	Ростовэнерго	60	2,8
	Ставропольэнерго	60	2,8
	Хабаровскэнерго		
23	Дальэнерго	60	2,9
	Гурьевэнерго		
24	Псковэнерго	60	3,0
	Калмыкэнерго		
	Краснодарэнерго		
	Литовэнерго		
25	Бурятэнерго	60	3,2
26	Целинэнерго	60	3,3
	Крымэнерго		
27	Винницаэнерго	60	3,6
28	Камчатскэнерго		10,6

Продолжение таблицы

N п/п	Энергоснабжающая организация	Двухставочный тариф (потребители с присоединенной мощностью 750 кВ·А и выше групп I)	
		плата за 1 кВт нагрузки, руб./год	плата за 1 кВт·ч потребленной энергии, коп.
29	Энергорайоны:		
	Центральный		8,5
	Чаун-Балибийский		
	Эгвекинотский		20,0
	Беринговский		
	Анадырский		25,0
	Сахалинэнерго (без Охтинской ТЭЦ)		12,0
	Охтинская ТЭЦ		5,5
	Якутскэнерго		6,2

СООТНОШЕНИЯ МЕЖДУ tgφ И cosφ

При выполнении расчетов КРМ может возникнуть необходимость в определении коэффициентов реактивной мощности tgφ и мощности cosφ. Ниже приведены некоторые соотношения между tgφ и cosφ.

tgφ	cosφ	tgφ	cosφ
0,15	0,989	0,50	0,895
0,16	0,987	0,60	0,857
0,20	0,981	0,70	0,819
0,22	0,977	0,749	0,8
0,25	0,970	0,880	0,75
0,26	0,968	1,02	0,7
0,27	0,965	1,16	0,65
0,30	0,958	1,33	0,6
0,32	0,953	1,52	0,55
0,34	0,946	1,73	0,5
0,35	0,944	2,0	0,45
0,38	0,935	2,3	0,4
0,40	0,928		

gost.e-ecolog.ru